

APPROFONDIMENTI

IL RUOLO DEL CARBONE NEL MERCATO ELETTRICO EUROPEO

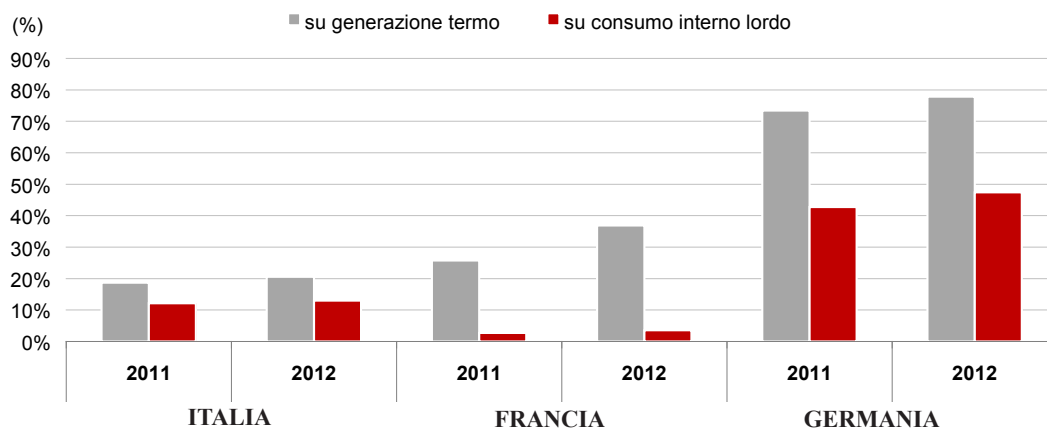
di *Claudia Checchi, Ana Georgieva - REF-E*

La rinascita del carbone

I tempi sono particolarmente duri per i produttori di energia elettrica da fonti convenzionali: alla crescita esponenziale delle fonti rinnovabili, per lo più incentivate e quindi escluse dal gioco competitivo, si sono uniti gli effetti della crisi economica: domanda debole e prezzi in calo hanno messo a rischio la redditività di impianti anche recenti e tecnologicamente avanzati. In questo quadro si parla sempre più spesso di "rinascita" del carbone: lungi dall'essere stato abbandonato, come prospettato alla vigilia della messa in atto delle politiche di decarbonizzazione europee, l'uso del combustibile ritenuto tra i maggiormente inquinanti è in aumento in molti paesi europei: solo tra il 2011

ed il 2012 la quota di produzione di energia elettrica da carbone sul totale della produzione termoelettrica è salita del 2% in Italia (+1.6 TWh), dell'11% in Francia (+4.4 TWh) e del 4% in Germania (+22 TWh) portando questo combustibile a coprire rispettivamente il 13%, il 4% ed il 47% del consumo interno lordo (Figura 1). In assenza di rilevanti incrementi di capacità installata tale aumento è sintomatico di uno sfruttamento più intenso degli impianti esistenti, a detrimento principalmente della produzione degli impianti alimentati a gas. La quota nei mix produttivi di questi impianti in tutti i paesi analizzati si è invece notevolmente ridotta, a seguito della competizione sia delle fonti rinnovabili che, appunto, del carbone.

Figura 1: Quota del carbone nel mix produttivo nazionale per l'Italia, Francia e Germania 2011-2012



Fonte: elaborazioni REF-E dei dati di Terna, RTE e AGEF

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ OTTOBRE 2013**

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 10
Mercati energetici Europa
pag 14
Mercati per l'ambiente
pag 18

■ **APPROFONDIMENTI**

Il ruolo del carbone nel mercato elettrico europeo
di *Claudia Checchi, Ana Georgieva - REF-E*
pagina 26

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 31

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad ottobre, i volumi di energia elettrica scambiati nel Mercato del Giorno Prima segnano ancora una flessione su base annua (-2,2%). In calo sia le importazioni (-7,1%) che le vendite da unità di produzione nazionale (-1,0%), ed in particolare quelle da impianti termoelettrici tradizionali. Prosegue, invece, la crescita della produzione da impianti a fonte rinnovabile sostenuta ad ottobre dall'idroelettrico (+3,3%) e dal solare (+19,1%). La liquidità del mercato si attesta al 63,0% (+5,6 punti percentuali su

ottobre 2012). Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), in lieve flessione sia sul mese precedente sia su ottobre 2012, si porta a 64,37 €/MWh. Anche nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) non si registrano significative variazioni dei prezzi rispetto a settembre con il prodotto *Anno 2014 baseload* fermo a 61,65 €/MWh. Le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) segnano la prima flessione tendenziale (-7,1%) dopo cinque anni di crescita ininterrotta.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), al terzo lieve calo congiunturale (-0,35 €/MWh; -0,5%), ad ottobre ha anche registrato la più modesta flessione tendenziale degli ultimi quattordici mesi (-1,49 €/MWh; -2,3%), portandosi a 64,37 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un ribasso su base

annua di 2,34 €/MWh (-3,1%) nelle ore di picco e di 0,99 €/MWh (-1,6%) nelle ore fuori picco, con i prezzi attestatisi rispettivamente a 72,88 (massimo degli ultimi sette mesi) e 59,36 €/MWh. Il rapporto picco/baseload risale pertanto a 1,13 (Grafico 1 e Tabella 1).

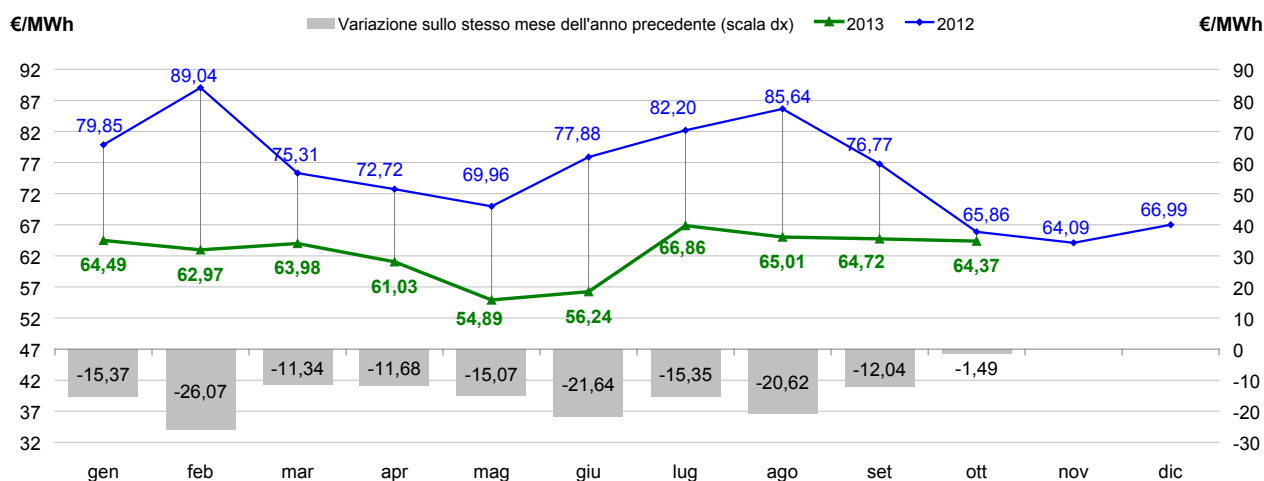
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2013	2012	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2013	2012
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	64,37	65,86	-1,49	-2,3%	20.376	+7,3%	32.352	-2,2%	63,0%	57,4%
<i>Picco</i>	72,88	75,22	-2,34	-3,1%	24.680	+4,5%	39.049	-1,3%	63,2%	59,7%
<i>Fuori picco</i>	59,36	60,35	-0,99	-1,6%	17.843	+9,6%	28.411	-2,9%	62,8%	55,6%
<i>Minimo orario</i>	7,51	26,82			10.573		20.757		48,9%	44,7%
<i>Massimo orario</i>	151,88	128,01			29.001		42.010		73,7%	66,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



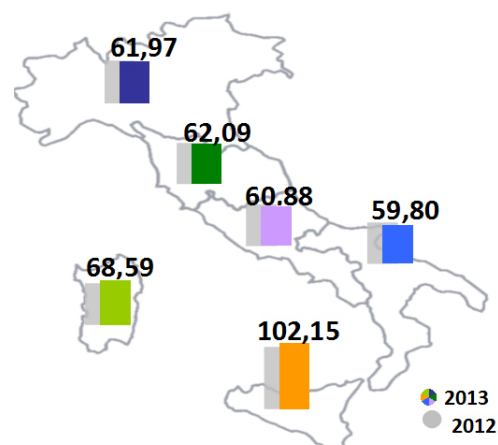
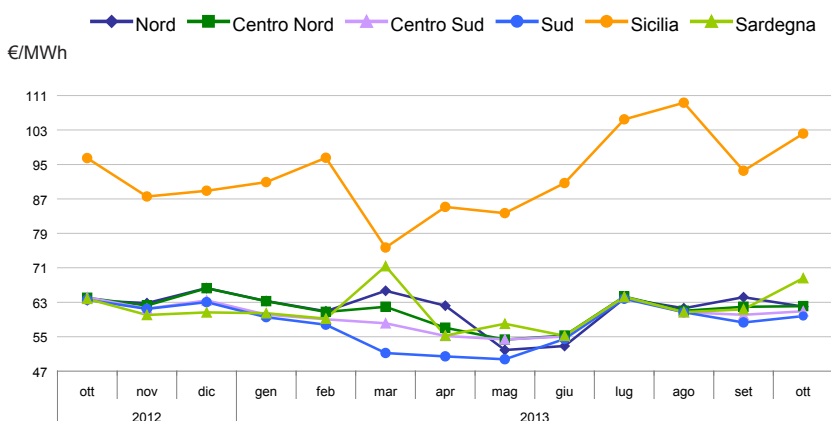
(continua)

I prezzi medi di vendita delle zone continentali, tutti in flessione tendenziale, sono variati tra 59,80 €/MWh del Sud e 62,09 €/MWh del Centro Nord. Nelle due zone insulari, invece, le pesanti restrizioni sui rispettivi transiti con il continente hanno

determinato forti tensioni sui prezzi. In Sicilia, isolata dalla penisola nei primi tredici giorni del mese, il prezzo è salito a 102,15 €/MWh (+5,9%), mentre in Sardegna si è portato a 68,59 €/MWh (+7,5%), massimo degli ultimi sette mesi (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, al sesto ribasso consecutivo, sono scesi a 24,1 milioni di MWh (-2,2%). L'energia scambiata nella borsa elettrica, sostenuta soprattutto dagli sbilanciamenti a programma dei venditori bilateralisti (+47,1%), si conferma in crescita, portandosi a 15,2 milioni di MWh (+7,3%). Gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati su MGP, in flessione da ormai

quasi due anni, sono invece scesi a 8,9 milioni di MWh (-14,9%), aggiornando tuttavia, per il terzo mese consecutivo, il massimo da inizio anno in media oraria (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, in flessione di 2,6 punti percentuali su settembre, ne guadagna 5,6 su ottobre 2012 attestandosi a 63,0% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.179.966	+7,3%	63,0%
Operatori	8.251.272	+18,0%	34,2%
GSE	3.485.177	-7,0%	14,5%
Zone estere	3.443.518	+1,0%	14,3%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	8.922.535	-14,9%	37,0%
Zone estere	1.137.846	-25,3%	4,7%
Zone nazionali	7.784.689	-13,2%	32,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.102.501	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.467.801	-17,7%	
OFFERTA TOTALE	42.570.302	-9,6%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

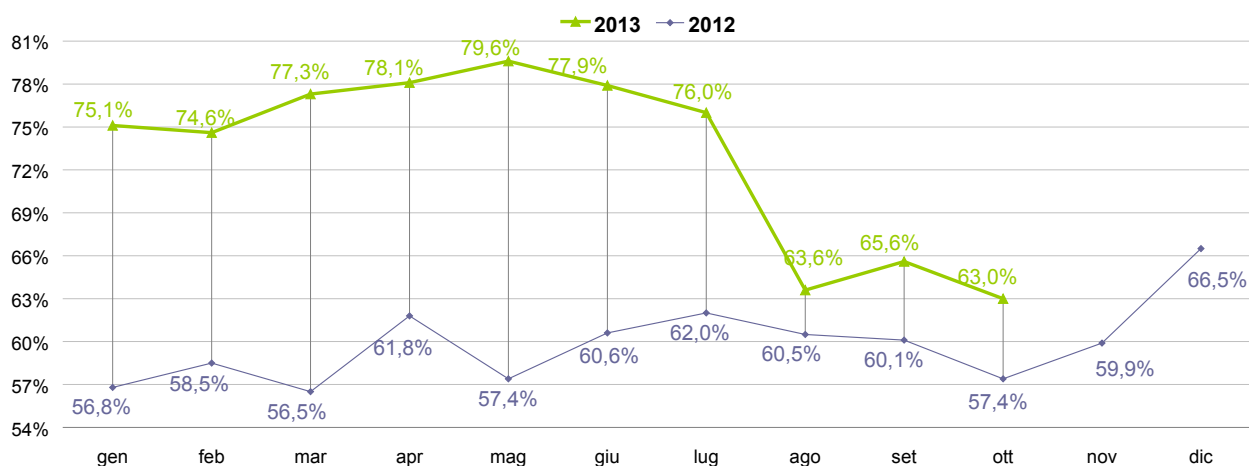
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.179.966	+7,3%	63,0%
Acquirente Unico	1.500.796	-41,4%	6,2%
Altri operatori	9.342.357	+9,8%	38,8%
Pompaggi	4.659	-80,3%	0,0%
Zone estere	140.182	-31,9%	0,6%
Saldo programmi PCE	4.191.971	+47,1%	17,4%
PCE (incluso MTE)	8.922.535	-14,9%	37,0%
Zone estere	600	-98,8%	0,0%
Zone nazionali AU	3.647.577	+3,9%	15,1%
Zone nazionali altri operatori	9.466.329	-3,2%	39,3%
Saldo programmi PCE	-4.191.971	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.102.501	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	4.022.821	+35,4%	
DOMANDA TOTALE	28.125.322	+1,9%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 24,0 milioni di MWh, hanno registrato ancora una flessione (-1,8%), sebbene la più modesta degli ultimi mesi. A livello zonale, si segnalano forti contrazioni degli acquisti al Centro Nord (-7,2%), al Centro Sud (-8,4%) e in Sicilia (-9,9%). Quasi dimezzati gli acquisti sulle zone estere, pari a 141 mila MWh (-44,6%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica da unità di produzione

nazionale, in flessione tendenziale dell'1,0%, la sesta consecutiva, scendono a 19,5 milioni di MWh, livello prossimo (in media oraria) al minimo storico di aprile 2012. A livello zonale, in controtendenza le vendite del Centro Sud (+2,5%) e del Sud (+5,9%), tiene il Nord (+0,5%), in forte calo le altre zone. Ancora in diminuzione anche le importazioni, pari a 4,6 milioni di MWh (-7,1%), seppure al massimo degli ultimi sette mesi (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.159.792	25.718	-9,6%	9.687.067	13.003	+0,5%	13.488.409	18.105	+1,1%
Centro Nord	2.705.510	3.632	-10,9%	1.481.715	1.989	-12,5%	2.380.069	3.195	-7,2%
Centro Sud	5.857.659	7.863	-13,2%	2.397.592	3.218	+2,5%	3.614.012	4.851	-8,4%
Sud	6.487.460	8.708	-2,1%	3.814.269	5.120	+5,9%	2.208.533	2.964	+2,1%
Sicilia	2.526.832	3.392	-4,5%	1.379.309	1.851	-8,1%	1.440.380	1.933	-9,9%
Sardegna	1.163.342	1.562	-20,0%	761.186	1.022	-18,6%	830.315	1.115	+7,2%
Totale nazionale	37.900.595	50.873	-9,1%	19.521.137	26.203	-1,0%	23.961.719	32.163	-1,8%
Estero	4.669.707	6.268	-13,4%	4.581.363	6.149	-7,1%	140.782	189	-44,6%
Sistema Italia	42.570.302	57.141	-9,6%	24.102.501	32.352	-2,2%	24.102.501	32.352	-2,2%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano ancora un aumento tendenziale (+6,0%) - il più modesto tuttavia da marzo 2012 - sostenute dalla fonte solare (+19,1%) ed idraulica (+3,3%). Si confermano in flessione, invece, le vendite da impianti a gas (-7,4%) ed a carbone (-11,9%)

(Tabella 5). Pertanto, la quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile si attesta al 32,1% (30,0% ad ottobre 2012), a scapito delle fonti tradizionali ed in particolare degli impianti a gas, la cui quota scende al 41,7% (44,6% un anno fa) (Grafico 4).

(continua)

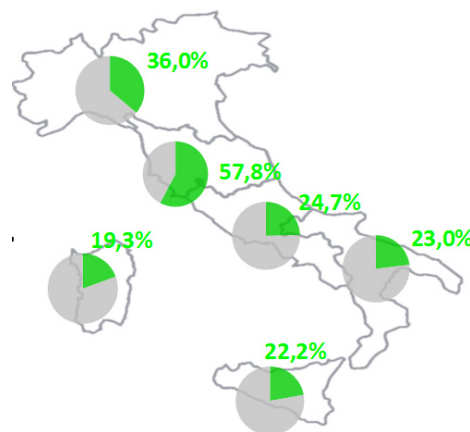
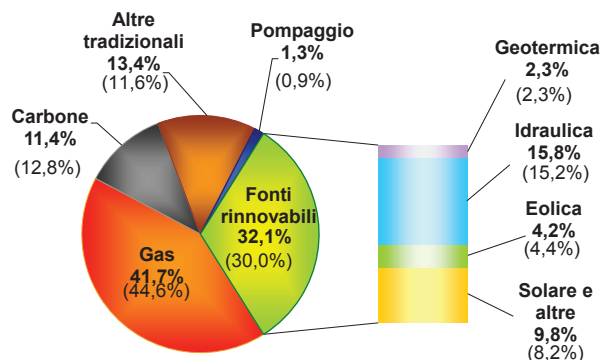
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	8.046	-1,7%	838	-34,4%	2.360	-4,7%	3.940	+2,5%	1.432	-7,7%	814	-13,0%	17.430	-4,6%
Gas	5.616	-5,4%	747	-40,1%	952	-3,1%	1.965	-2,1%	1.236	-10,9%	412	+68,8%	10.927	-7,4%
Carbone	1.410	+8,4%	40	+7567,1%	1.159	-11,6%	-	-100,0%	-	-	380	-43,1%	2.989	-11,9%
Altre	1.021	+7,4%	51	+66,9%	249	+35,3%	1.975	+14,6%	196	+18,6%	22	-4,9%	3.514	+14,2%
Fonti rinnovabili	4.685	+3,1%	1.150	+16,4%	796	+21,7%	1.180	+19,0%	411	-7,7%	197	-38,2%	8.419	+6,0%
Idraulica	3.394	-3,9%	241	+61,4%	293	+57,2%	155	+38,3%	41	+96,3%	21	+115,9%	4.143	+3,3%
Geotermica	-	-	609	+1,1%	-	-	1	+395,6%	-	-	-	-	611	+1,3%
Eolica	10	-30,1%	13	+263,9%	181	-1,1%	546	+24,9%	229	-19,0%	115	-53,8%	1.093	-6,5%
Solare e altre	1.281	+28,5%	287	+23,4%	322	+13,2%	478	+8,1%	142	-0,4%	62	+1,3%	2.571	+19,1%
Pompaggio	272	+33,1%	1	-92,3%	63	+611,2%	-	-	7,84	-55,4%	10	-	354	+48,2%
Totale	13.003	+0,5%	1.989	-12,5%	3.218	+2,5%	5.120	+5,9%	1.851	-8,1%	1.022	-18,6%	26.203	-1,0%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

Ad ottobre il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 494 MWh (550 MWh nello stesso mese del 2012). Il flusso di energia è stato per il 98,8% delle ore in import (100,0% un anno fa). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP, pari a 11,42 €/MWh si è ridotto del 27,8% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, mentre la rendita generata, pari a 3,92

milioni di euro è diminuita del 38,4% (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC), inferiore del 6,7% rispetto ad ottobre 2012, è stata allocata per il 90,3% dal market coupling (94,0% ad ottobre 2012) e solo per lo 0,6% con asta esplicita e nominata (5,0% l'anno precedente). Pertanto il 9,1% dell'NTC non è stato utilizzato (contro l'1,0% di un anno fa) (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita milioni di €	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
61,97	50,56	11,42	3,92	542	499	98,8%	74,6%	164	45	1,2%	-
(63,45)	(47,64)	(15,80)	(6,36)	(556)	(550)	(100,0%)	(93,8%)	(196)	(-)	(-)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

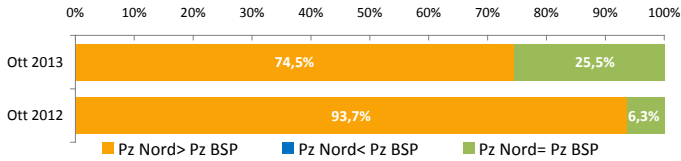
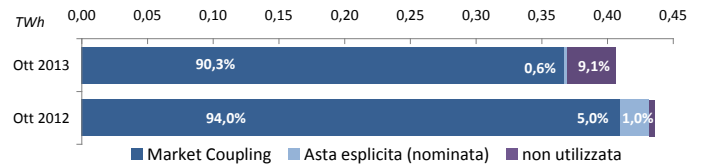


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto delle prime tre sessioni, ancora in flessione tendenziale benché la più contenuta da oltre un anno, si sono attestati tra 61,66 €/MWh di MI2 e 66,81 €/MWh di MI3. In crescita su base annua, invece, per la prima volta dopo tredici mesi, il prezzo di acquisto su MI4, pari a 72,55 €/MWh (+1,8%), massimo degli ultimi sette mesi. Va tuttavia considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia, in tutte le

sezioni di MI, prezzi più bassi (Tabella 7 e Grafico 8). I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero sono stati 1,8 milioni di MWh, valore minimo, in media oraria, da febbraio 2012. Gli scambi su MI1, alla nona flessione tendenziale consecutiva, sono scesi a 943 mila MWh (-19,1%), minimo da febbraio 2011. In calo anche gli scambi su MI2, pari a 480 mila MWh (-27,5%); aumentano, invece, i volumi su MI3, con 175 mila MWh (+32,6%) e MI4, pari a 169 mila MWh (+48,2%) ma al minimo dell'anno (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2013	2012	variazione	2013	2012	variazione
MGP (1-24 h)	64,37	65,86	-2,3%	32.352	33.078	-2,2%
MI1 (1-24 h)	62,78 (-2,5%)	64,85 (-1,5%)	-3,2%	1.266	1.564	-19,1%
MI2 (1-24 h)	61,66 (-4,2%)	61,86 (-6,1%)	-0,3%	645	889	-27,5%
MI3 (13-24 h)	66,81 (-3,7%)	67,77 (-5,6%)	-1,4%	470	355	+32,6%
MI4 (17-24 h)	72,55 (-4,4%)	71,24 (-7,4%)	+1,8%	682	460	+48,2%

NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore).

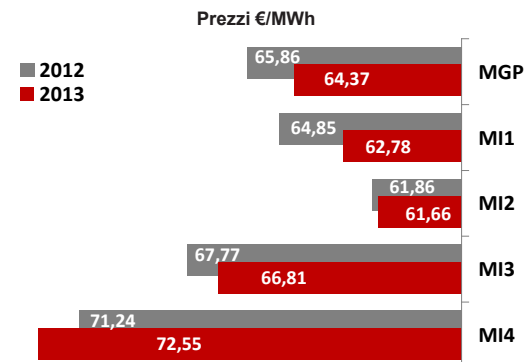
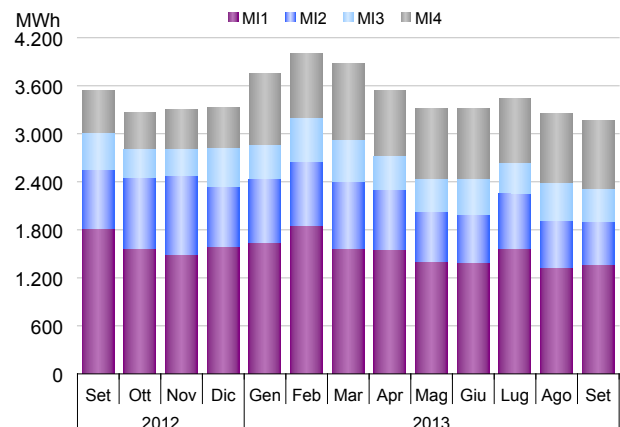
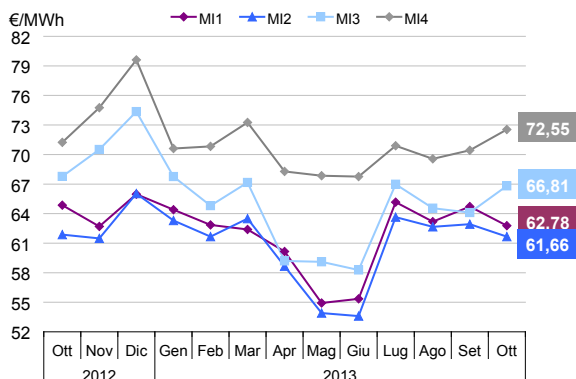


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



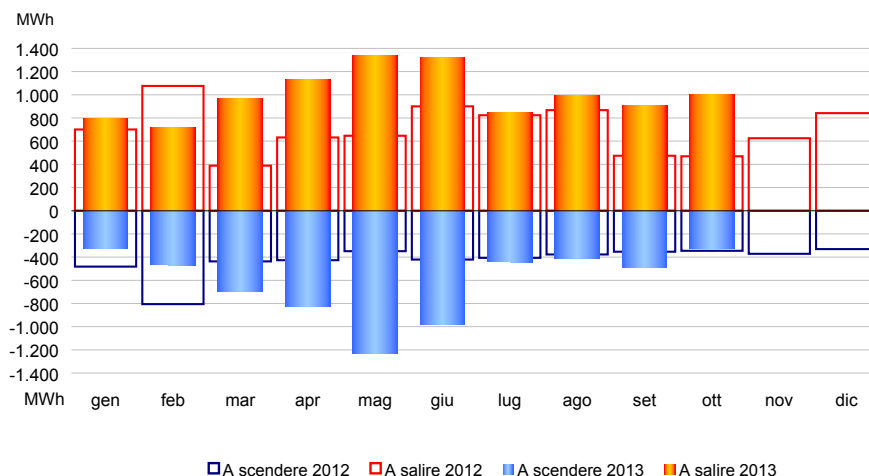
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ad ottobre, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, con un incremento del 113,5% rispetto allo stesso mese del 2012, salgono a 747 mila MWh. Le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a

246 mila MWh, si portano invece sui livelli minimi dell'anno e registrano, dopo sette mesi di crescita, una flessione su base annua (-4,6%) (Grafico 9).

Grafico 9: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), ad ottobre, si sono registrate 6 negoziazioni in cui si sono scambiati 18 contratti, pari a 87 mila MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 50 contratti O.T.C., pari a 37 mila MWh, tutti relativi al prodotto *Dicembre 2013 baseload*. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 43,0 milioni di MWh, in calo rispetto ai 46,6 milioni di MWh di settembre.

I prezzi dei prodotti baseload in negoziazione nel mese non hanno subito variazioni rispetto a settembre; in calo, invece, i prezzi dei prodotti peakload scambiati (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto *Novembre 2013* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 64,85 €/MWh sul baseload e 72,95 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.871 e 854 MW, per complessivi 3,7 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Novembre 2013	64,85	+0,0%	-	-	-	-	4.871	3.507.120
Dicembre 2013	64,85	+0,0%	-	-	50	50	4.929	3.667.176
Gennaio 2014	63,80	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2014	63,80	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2014	63,80	+0,0%	-	-	-	-	40	86.360
II Trimestre 2014	57,48	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	63,75	+0,0%	-	-	-	-	5	11.040
IV Trimestre 2014	61,57	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	61,65	+0,0%	4	8	-	8	3.975	34.821.000
Totale			4	8	50	58		38.585.576

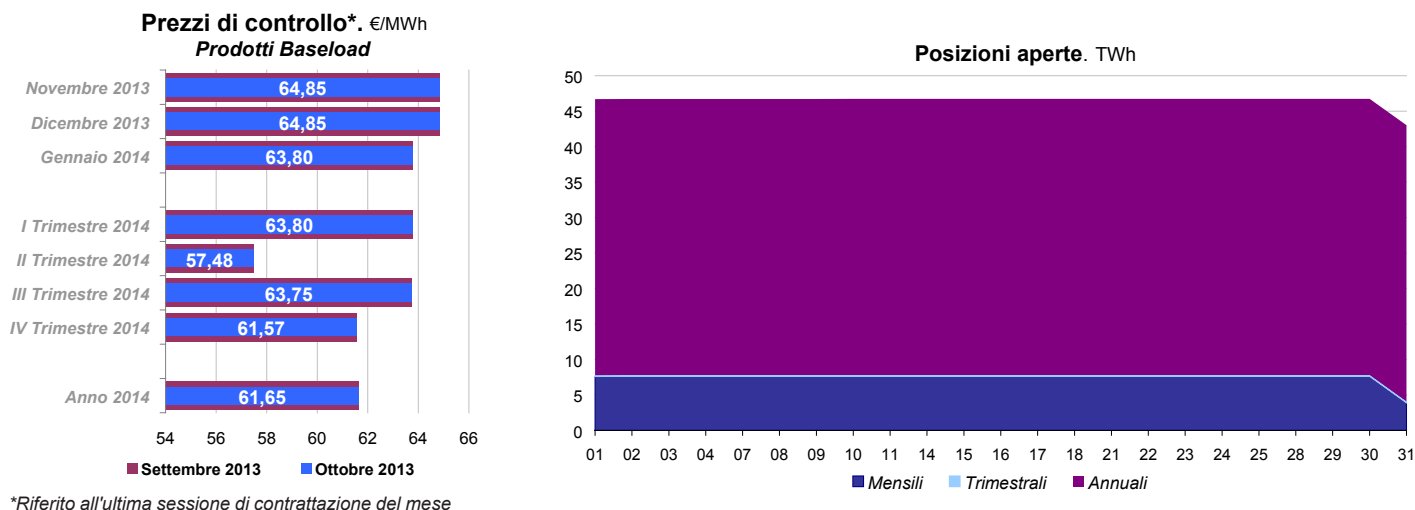
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Novembre 2013	72,95	-3,3%	1	5	-	5	854	215.208
Dicembre 2013	74,20	-0,0%	-	-	-	-	849	224.136
Gennaio 2014	72,36	-0,0%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2014	71,11	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2014	71,42	-0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	61,94	-0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	64,60	-1,5%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2014	69,80	-0,3%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	66,93	-0,4%	1	5	-	5	1.346	4.215.672
Totale			2	10	-	10		4.439.808
TOTALE			6	18	50	68		43.025.384

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente;

** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia ad ottobre 2013, alla prima flessione tendenziale degli ultimi cinque anni, sono state pari a 31,5 milioni di MWh (-7,1%). Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 27,7 milioni di MWh, si sono ridotte del 10,1%; in calo sia i contratti non standard (-10,4%), che quelli standard (-9,4%) con l'eccezione, tra questi ultimi, dei baseload (+0,9%). Prosegue, invece, la crescita delle transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,9 milioni di MWh (+22,6%), che pertanto rappresentano il 12,2% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (9,3% nel 2012) (Tabella 9).

In flessione, per la prima volta nell'anno, la posizione netta determinata dalle transazioni registrate sulla PCE, pari a 17,3

milioni di MWh (-1,9%).

I programmi registrati nei conti in immissione, al massimo da dicembre 2012 ma all'ennesima flessione tendenziale, sono scesi a 8,9 milioni di MWh (-14,9%), con lo sbilanciamento a programma (8,3 milioni di MWh) ancora in aumento (+17,5%, ma il più contenuto nel 2013). In calo, per la prima volta nell'anno, anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 13,1 milioni di MWh (-1,7%) e lo sbilanciamento a programma che si riduce del 2,4% (4,2 milioni di MWh, massimo degli ultimi undici mesi).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, ripiegando di 0,13 dal massimo annuale registrato a settembre, si è attestato a 1,83, in calo di 0,10 anche rispetto ad un anno fa (Grafico 11).

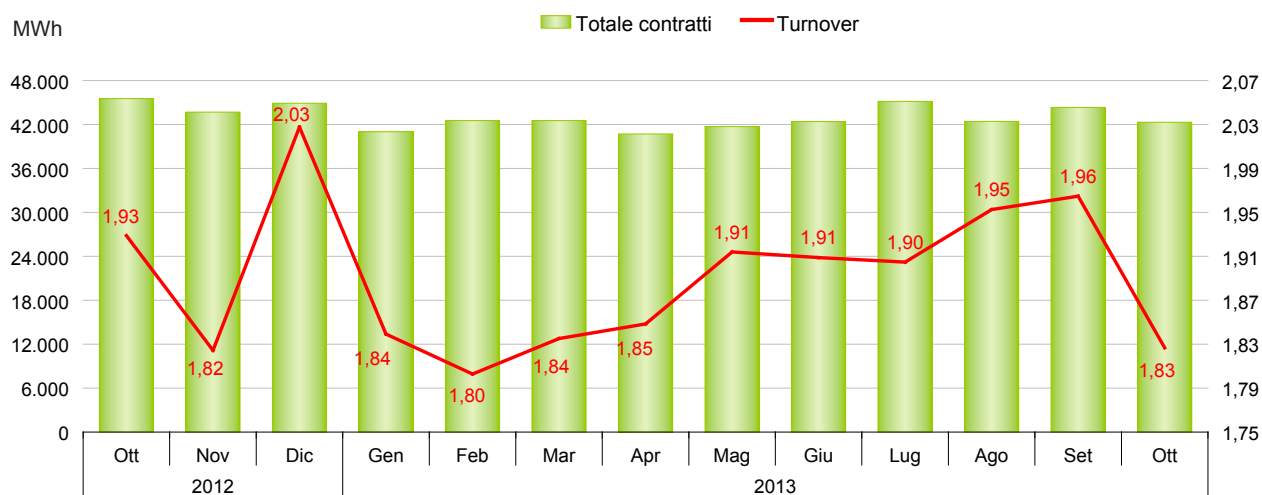
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a ottobre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	8.144.104	+0,9%	25,8%	Richiesti	11.530.340	-2,0%	100,0%	13.114.506	-1,7%	100,0%
Off Peak	496.521	-52,9%	1,6%	di cui con indicazione di prezzo	4.650.892	+6,7%	40,3%	-	-	-
Peak	694.126	-41,0%	2,2%	Rifiutati	2.607.805	+104,6%	22,6%	-	-	-
Week-end	2.450	-70,8%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	2.603.306	+105,1%	22,6%	-	-	-
Totale Standard	9.337.201	-9,4%	29,6%	Registrati	8.922.535	-14,9%	77,4%	13.114.506	-1,7%	100,0%
Totale Non standard	18.326.506	-10,4%	58,1%	di cui con indicazione di prezzo	2.047.586	-33,7%	17,8%	-	-	-
PCE bilaterali	27.663.707	-10,1%	87,8%	Sbilanciamenti a programma	8.336.237	+17,5%	-	4.144.265	-2,4%	-
MTE	3.861.287	+22,6%	12,2%	Saldo programmi	-	-	-	4.191.971	+47,1%	-
TOTALE PCE	31.524.994	-7,1%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	17.258.771	-1,9%	54,7%							

Grafico 11: PCE, contratti registrati e turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel primo mese del nuovo anno termico, la domanda complessiva di gas naturale segna la settima flessione consecutiva su base annua (-2,5%). Tra i settori di consumo solo quello civile registra un modesto aumento tendenziale (+0,4%). Sul lato offerta le importazioni mettono a segno un aumento del 7,9%; ancora in calo la produzione nazionale (-8,2%). Aumentano, pertanto, le iniezioni negli stoccaggi, ma le giacenze a fine mese sono inferiori rispetto allo scorso

anno (-7,6%).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati complessivamente scambiati 3,7 milioni di MWh (pari al 7,2% della domanda complessiva di gas naturale), tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento, ad un prezzo di 27,63 €/MWh, perfettamente allineato alle quotazioni di ottobre al PSV.

IL CONTESTO

Ad ottobre, primo mese del nuovo anno termico, i consumi di gas naturale in Italia sono stati pari a 4.805 milioni di mc (50,9 TWh), in calo del 2,5% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In flessione i consumi del settore termoelettrico, come ormai da oltre un anno e mezzo, scesi a 1.816 milioni di mc (-6,5%), e del settore industriale, con 1.119 milioni di mc (-1,3%); in lieve crescita invece i consumi del settore civile, pari a 1.676 milioni di mc (+0,4%).

Dal lato offerta, in calo per il dodicesimo mese consecutivo la produzione nazionale, pari a 651 milioni di mc (-8,2%), che segna tuttavia il livello più alto da inizio anno. In netta crescita,

invece, le importazioni di gas naturale, pari a 4.987 milioni di mc (+7,9%). Tra i punti di entrata in evidenza Tarvisio (+14,2%), mentre calano le importazioni da Mazara (-5,9%) e Gela (-56,3%); ancora a regime ridotto Gorizia ed il rigassificatore di Panigaglia. Dal quattro ottobre è, inoltre, entrato in funzione il rigassificatore di Livorno, con una immissione di gas naturale pari a 120 mila mc.

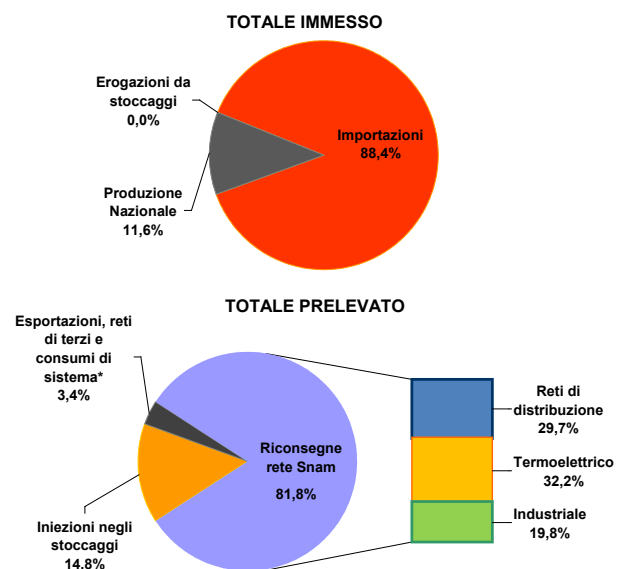
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 833 milioni di mc, con un aumento del 62,4% rispetto al dato del 2012. Non sono state rilevate erogazioni dagli stoccaggi (erano 109 milioni di mc ad ottobre 2012).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.987	52,8	+7,9%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.167	12,4	-5,9%
Tarvisio	2.274	24,1	+14,2%
Passo Gries	647	6,8	+105,4%
Gela	286	3,0	-56,3%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-95,5%
Cavazere (GNL)	492	5,2	+23,5%
Livorno (GNL)	120	1,3	-
Produzione Nazionale	651	6,9	-8,2%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-100,0%
TOTALE IMMESSO	5.638	59,7	+3,6%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.612	48,8	-2,8%
Industriale	1.119	11,8	-1,3%
Termoelettrico	1.816	19,2	-6,5%
Reti di distribuzione	1.676	17,7	+0,4%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	193	2,0	+5,7%
TOTALE CONSUMATO	4.805	50,9	-2,5%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	833	9	+62,4%
TOTALE PRELEVATO	5.638	59,7	+3,6%

* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato



(continua)

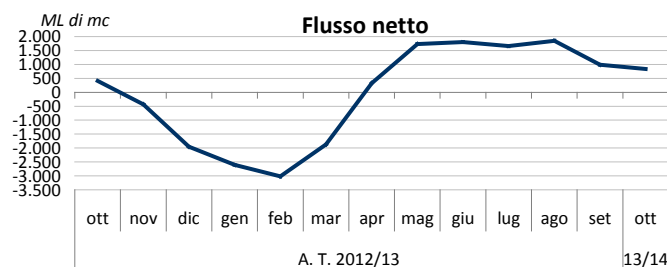
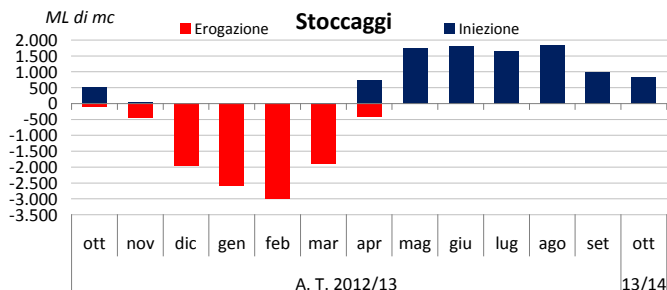
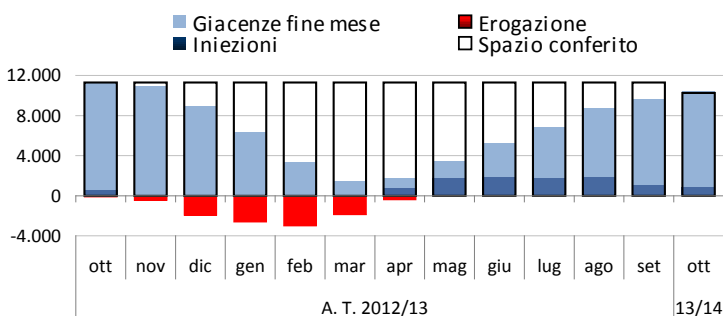
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 10.450 milioni di mc, in calo del 7,6% rispetto allo stesso giorno del 2012, con il rapporto giacenza/spazio conferito che però sale a 102,0% (+1,8 punti percentuali su ottobre 2012) in conseguenza della riduzione

(-9,2%) dello spazio conferito nell'anno termico 2013/2014. La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in calo di soli 7 centesimi di €/MWh (-0,2%) su base annua, si è attestata a 27,63 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/10/2013)	10.450	-7,6%
Erogazione (flusso out)	-	-100,0%
Iniezione (flusso in)	833	+62,4%
Flusso netto	833	+106,0%
Spazio conferito	10.248	-9,2%
Giacenza/Spazio conferito	102,0%	+1,8 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

Ad ottobre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,7 milioni di MWh, pari al 7,2% della domanda complessiva di gas naturale (6,4% ad ottobre 2012).

Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato sul Mercato

a pronti del Gas (MP-GAS) e sul Mercato a Termine del Gas (MT-GAS).

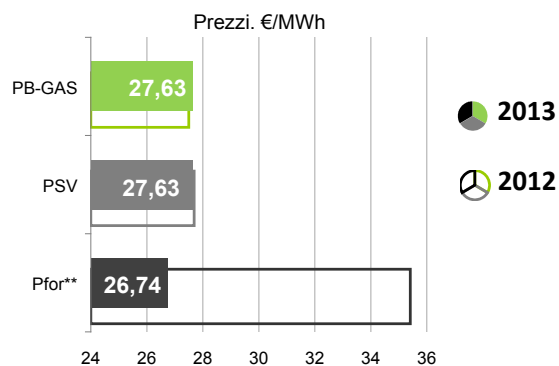
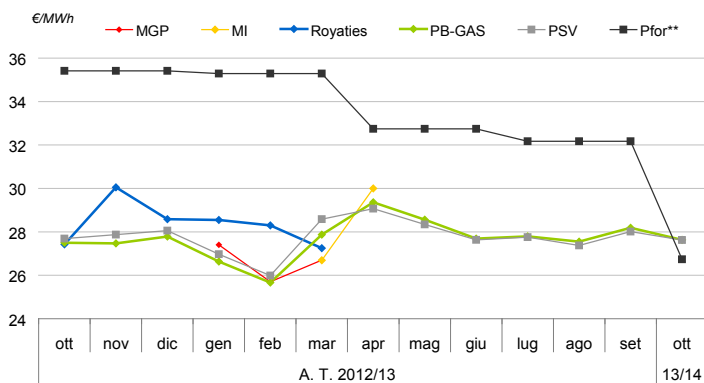
Anche nei comparti Royalties, Import e 'Ex d.lgs 130/10' della Piattaforma Gas (P-GAS) non sono stati registrati scambi.

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS					
MGP	-	-	-	-	-
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS	27,63	(27,50)	26,24	28,76	3.668.269 (2.944.622)
P-GAS					
Royalties	-	(27,43)	-	-	- (390.693)
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for}** un indice

** Fino a settembre 2013 indice QE

(continua)

Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2013-10	-	-	26,195	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2013-11	-	-	27,902	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2013-11	-	-	27,891	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2013-12	-	-	28,382	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-01	-	-	29,080	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-02	-	-	29,207	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-01	-	-	28,402	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-02	-	-	26,972	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-03	-	-	26,328	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	27,804	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2014	-	-	26,648	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	28,775	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2014	-	-	27,372	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	27,560	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Sulla Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati tutti i 3,7 milioni di MWh, in aumento del 24,6% su base annua, ad un prezzo medio di 27,63 €/MWh (+0,5%), perfettamente in linea con il prezzo al PSV.

Nei 23 giorni, sui 31 di ottobre, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 2,9 milioni MWh, di cui l'80,4%, pari a 2,3 milioni di MWh (massimo da inizio anno), venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo

medio di 27,39 €/MWh, minimo degli ultimi sette mesi. Nei restanti 8 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 779 mila MWh, di cui l'88,0% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 28,34 €/MWh.

Complessivamente l'82,0% dei volumi scambiati (3,0 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 18,0% (661 mila MWh) da scambi tra operatori.

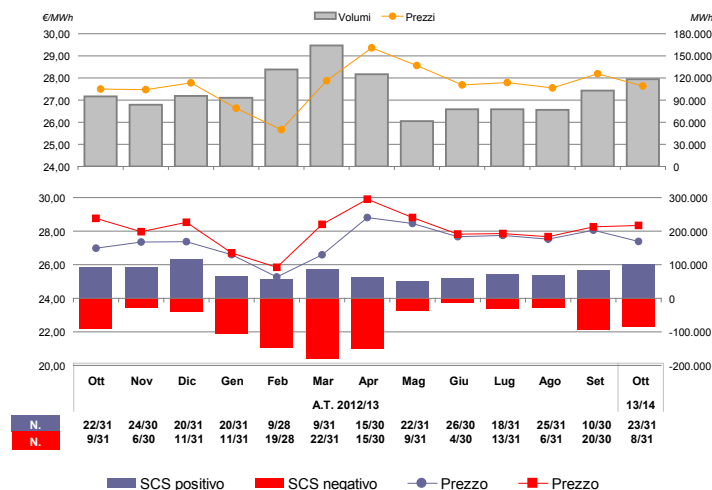
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale	Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
		positivo n.giorni 23/31	negativo n.giorni 8/31
Prezzo. €/MWh	27,63 (+0,5%)	27,39	28,34
Acquisti. MWh	3.668.269 (+24,6%)	2.889.512	778.756
RdB	684.974 (-17,8%)		684.974
Operatori	2.983.295 (+41,3%)	2.889.512	93.783
Vendite. MWh	3.668.269 (+24,6%)	2.889.512	778.756
RdB	2.321.824 (+14,7%)	2.321.824	
Operatori	1.346.445 (+46,2%)	567.688	778.756

Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	48	48	20



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di ottobre registra una generale flessione delle quotazioni che interrompe la tendenza moderatamente rialzista osservata nel corso dell'estate sui mercati dei combustibili, rimasti tuttavia a ridosso dei valori più elevati dell'ultimo semestre. L'unica eccezione si rileva sul mercato del carbone, in cui il secondo aumento consecutivo del prezzo favorisce un indebolimento del trend fortemente

ribassista consolidatosi nel biennio 2012-2013.

D'altro canto, sulle principali borse elettriche le quotazioni si confermano sostanzialmente stabili, evidenziando modeste oscillazioni, al rialzo o al ribasso, sui valori del mese precedente. Sfuggono a tale condizione soltanto i riferimenti tedesco e austriaco, in calo più marcato e più frequentemente disallineati dal listino francese.

A ottobre le quotazioni del Brent si attestano attorno ai 110 \$/bbl, mostrando, da un lato, la prima significativa riduzione congiunturale da aprile (-3%) e la conseguente inversione del trend crescente osservato sulla commodity nel trimestre precedente, dall'altro, il terzo calo tendenziale consecutivo (-2%), a rafforzare l'andamento prevalentemente ribassista osservato nel corso del 2013. Tale dinamica appare peraltro confermata dai mercati futures che prospettano, già a partire dal prossimo mese, prezzi in progressiva diminuzione verso i 105 \$/bbl attesi per il 2014.

Come solitamente osservato, le quotazioni dei prodotti di raffinazione del petrolio seguono piuttosto fedelmente le dinamiche rilevate sulla commodity di riferimento, posizionandosi sui 601 \$/MT per il gasolio e sui 930 \$/MT per l'olio combustibile, con cali solo lievemente superiori al Brent a livello tendenziale (-12%/-11%).

In questo contesto, spicca l'aumento registrato sui prezzi del carbone europeo e sudafricano, sia perché controtendenziale

rispetto a quanto osservato sugli altri combustibili, sia perché in contrapposizione con l'andamento fortemente ribassista rilevato nell'ultimo biennio sulla stessa commodity. In particolare, il coal europeo sale attorno a 84 \$/MT, valore che segnala una decisa ripresa congiunturale (+8%) non sufficiente tuttavia a riportare le quotazioni sui livelli dello scorso anno (-3%). Tale crescita spinge al rialzo, peraltro, le aspettative di breve termine degli operatori, prospettando sui mercati a termine prezzi futures in aumento per i mesi immediatamente a venire (+4% per novembre, +2% per dicembre).

In generale, l'ulteriore apprezzamento osservato sul tasso di cambio dollaro/euro, salito a ridosso dei valori più alti del biennio (1,36 \$/€; +2% su base mensile, +5% rispetto al 2012), favorisce, nella conversione delle quotazioni in moneta continentale, un'intensificazione delle riduzioni dei combustibili, contenendo d'altro canto la ripresa congiunturale del carbone (+5%).

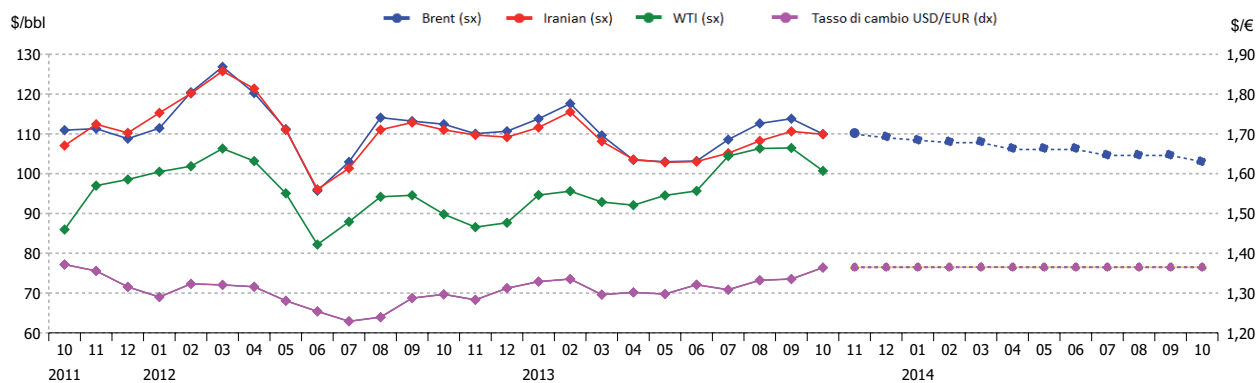
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
FUEL	UdM	Ott 13	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 13	Var M-1 (%)	Dic 13	Var M-1 (%)	Gen 14	Var M-1 (%)	2014	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	109,97	- 3 %	- 2 %	-	109,95	- 1 %	109,04	- 0 %	108,43	-	105,37	+ 1 %
Brent FOB	€/bbl	80,62	- 5 %	- 7 %	-	80,57	-	79,89	-	79,44	-	77,20	-
OLIO COMB.	\$/MT	600,98	- 2 %	- 7 %	-	596,85	- 3 %	599,81	- 3 %	602,75	-	599,96	- 1 %
0.1 FOB Barge	€/MT	440,59	- 4 %	- 12 %	-	437,33	-	439,48	-	441,62	-	439,55	-
GASOLIO	\$/MT	930,32	- 1 %	- 6 %	937,50	945,86	- 1 %	940,30	- 1 %	937,03	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	682,04	- 3 %	- 11 %	-	693,07	-	688,96	-	686,54	-	-	-
CARBONE	\$/MT	84,43	+ 8 %	- 3 %	-	82,54	+ 4 %	81,96	+ 2 %	81,17	-	82,78	- 2 %
ARA Stm 6000K	€/MT	61,90	+ 5 %	- 7 %	-	60,48	-	60,05	-	59,47	-	60,65	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,36	+ 2 %	+ 5 %	-	1,36	+ 2 %	1,36	+ 2 %	1,36	-	1,36	+ 2 %

Fonte: Thomson-Reuters

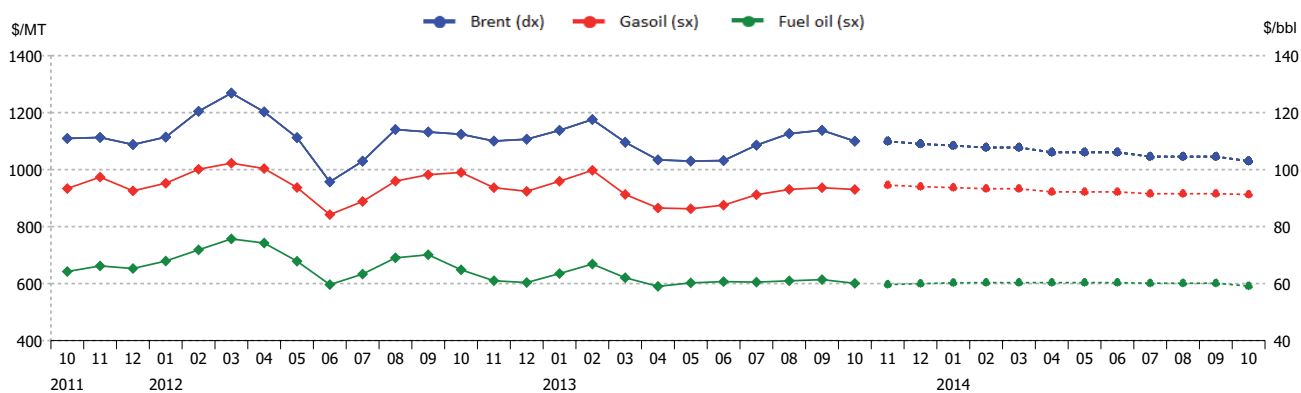
(continua)

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



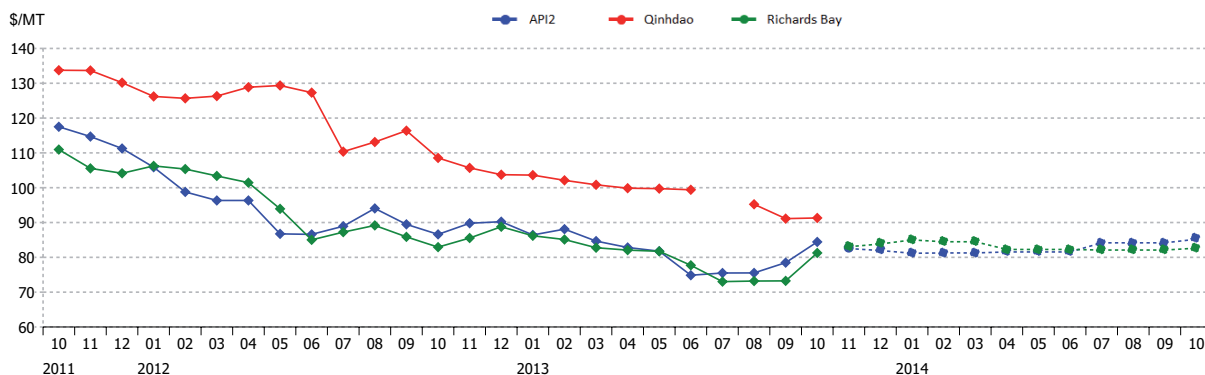
Fonte: Thomson-Reuters

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

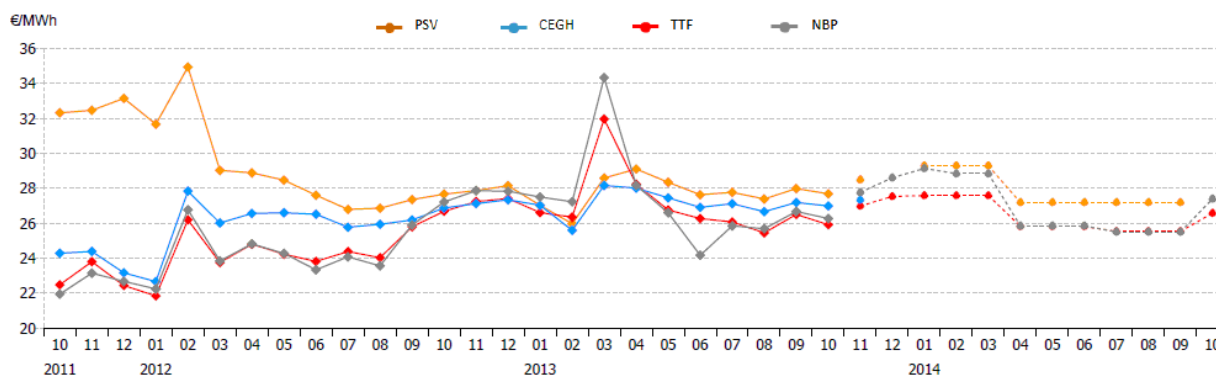
(continua)

Contrariamente alle dinamiche spesso osservate all'apertura dell'anno termico, il prezzo del gas evidenzia una contrazione su tutti i principali hub centro-nord europei, riportandosi sostanzialmente sui valori dell'agosto scorso (25/27 €/MWh, -1/-2% rispetto a settembre). In linea con quanto rilevato nel resto d'Europa, anche il PSV italiano mostra una flessione congiunturale a 27,68 €/MWh (-1%), valore pari a quello

consolidatosi nell'ottobre scorso e tale da mantenere attorno ad 1 €/MWh lo spread dagli altri riferimenti continentali. Il segnale ribassista sembra recepito anche dai mercati futures (-1% circa), proiettati per il prossimo anno termico su quotazioni mediamente pari al valore attualmente osservato (25/26 €/MWh).

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Ott 13	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 13	Var M-1 (%)	Dic 13	Var M-1 (%)	Gen 14	Var M-1 (%)	GY 2014/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	27,68	-1%	+0%	28,75	28,49	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	25,91	-2%	-3%	26,50	26,98	-1%	27,53	-	-	-	25,82	-
CEGH	AT	26,99	-1%	+0%	27,35	27,33	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	26,27	-1%	-3%	26,57	27,76	-0%	28,60	-1%	29,13	-	26,35	-



Fonte: Thomson-Reuters

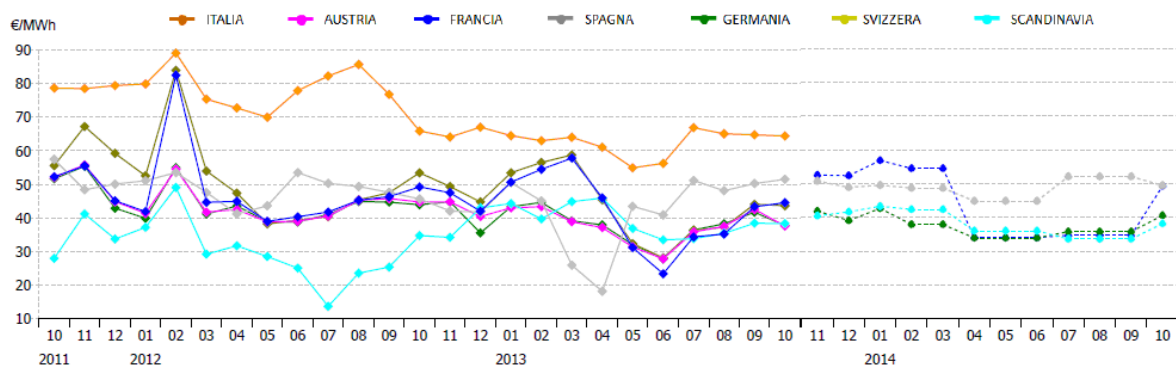
D'altro canto, nel mese di ottobre le principali borse elettriche evidenziano lievi variazioni attorno al valore dello scorso mese, al rialzo in Francia e in Spagna (rispettivamente 44 e 51 €/MWh circa, +3%), al ribasso in Italia e in Svizzera (rispettivamente 64 e 44 €/MWh circa, -1%). A questo andamento generale si sottraggono i prezzi tedeschi e austriaci che perdono l'allineamento agli altri riferimenti centro continentali, attestandosi sui 38 €/MWh e mostrando riduzioni congiunturali decisamente più sostenute (-10/-12%). Di contro

su base annua, con le sole eccezioni della Spagna e dei mercati scandinavi (+13/+10%), si consolida la tendenza affermatasi nel corso del secondo semestre del 2013 con quotazioni che si mantengono ovunque inferiori al 2012 (-9/-10%). In chiave prospettica le attese degli operatori si muovono secondo la tipica stagionalità della domanda, disegnando una curva a termine che dopo i rialzi di fine anno, significativi soprattutto in Francia, tende a riportarsi per il 2014 su valori in linea con quello attuale.

(continua)

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Ott 13	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 13	Var M-1 (%)	Dic 13	Var M-1 (%)	Gen 14	Var M-1 (%)	2014	Var M-1 (%)
ITALIA	64,37	-1 %	-2 %	-	-	-	-	-	-	-	61,81	-
FRANCIA	44,54	+3 %	-10 %	49,34	52,48	+1 %	52,30	+5 %	56,80	-	43,05	-
GERMANIA	37,68	-10 %	-14 %	41,10	41,82	-2 %	39,06	+1 %	42,63	-	37,88	-
SPAGNA	51,49	+3 %	+13 %	-	50,71	+6 %	48,86	+5 %	49,47	-	48,74	-
AREA SCANDINAVA	38,33	-0 %	+10 %	-	40,41	+0 %	41,59	+1 %	43,26	-	37,50	-
AUSTRIA	37,57	-12 %	-16 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	43,62	-1 %	-18 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



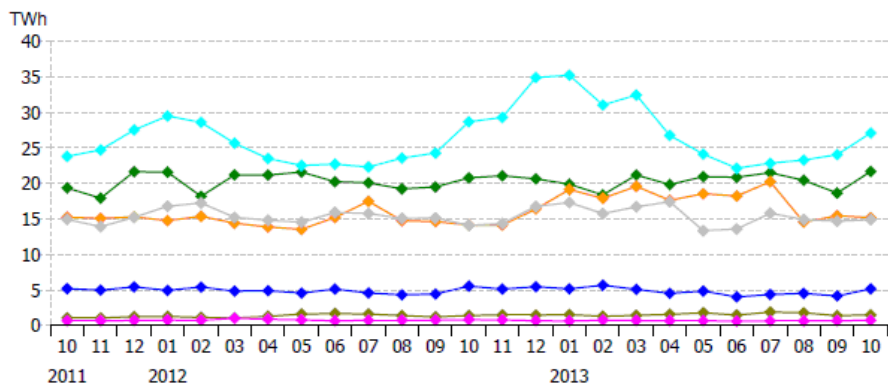
Fonte: Thomson-Reuters

In merito ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, anche ad ottobre la borsa di riferimento dell'area scandinava si conferma la più capiente (27,1 TWh), valore di poco superiore

a quello consuntivato da Epex nella macroregione franco-tedesca (26,9 TWh), mentre su livelli più bassi si attestano i listini mediterranei (15 TWh circa).

Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Ott 13	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	15,2	-2 %	+7 %
FRANCIA	5,2	+24 %	-7 %
GERMANIA	21,7	+16 %	+4 %
SPAGNA	14,9	+1 %	+6 %
AREA SCANDINAVA	27,1	+13 %	-5 %
AUSTRIA	0,7	+8 %	-11 %
SVIZZERA	1,5	+8 %	+6 %



Fonte: Thomson-Reuters

Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di ottobre sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 283.909 TEE, in aumento rispetto ai 281.757 TEE scambiati a settembre.

Dei 283.909 TEE sono stati scambiati 110.077 TEE di Tipo I, 154.924 TEE di Tipo II, 572 di Tipo II CAR, e 18.336 di Tipo III.

Rispetto al mese di settembre, si registra un aumento dei prezzi medi pari a 0,90% per la Tipologia I, 1,00% per la Tipologia II, 1,62% per la Tipologia II CAR, 1,08% per la Tipologia III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si

rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 110,17 € (rispetto a 99,27 € di settembre), i titoli di Tipo II ad una media di 100,29 € (rispetto a 99,29 € di settembre) i titoli di Tipo II CAR a 99,98 € (98,39 € a settembre), i titoli di Tipo III ad una media di 100,34 € (99,27 € nel mese a confronto).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 5.889.102 (1.493.068 di Tipo I, 2.520.314 di Tipo II, 584.318 di Tipo II CAR e 1.291.162 di Tipo III, 240 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 23.118.822.

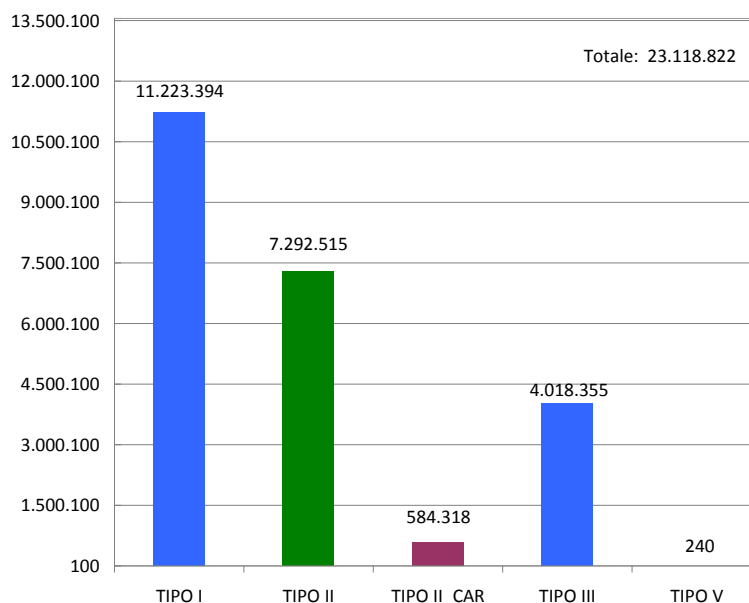
TEE, risultati del mercato del GME - ottobre 2013

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	110.077	154.924	572	18.336
Valore Totale (€)	11.026.090,96	15.537.257,20	57.189,10	1.839.872,23
Prezzo minimo (€/TEE)	99,49	99,50	97,01	99,55
Prezzo massimo (€/TEE)	100,90	100,90	100,50	100,75
Prezzo medio (€/TEE)	100,17	100,29	99,98	100,34

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine ottobre 2013 (dato cumulato)

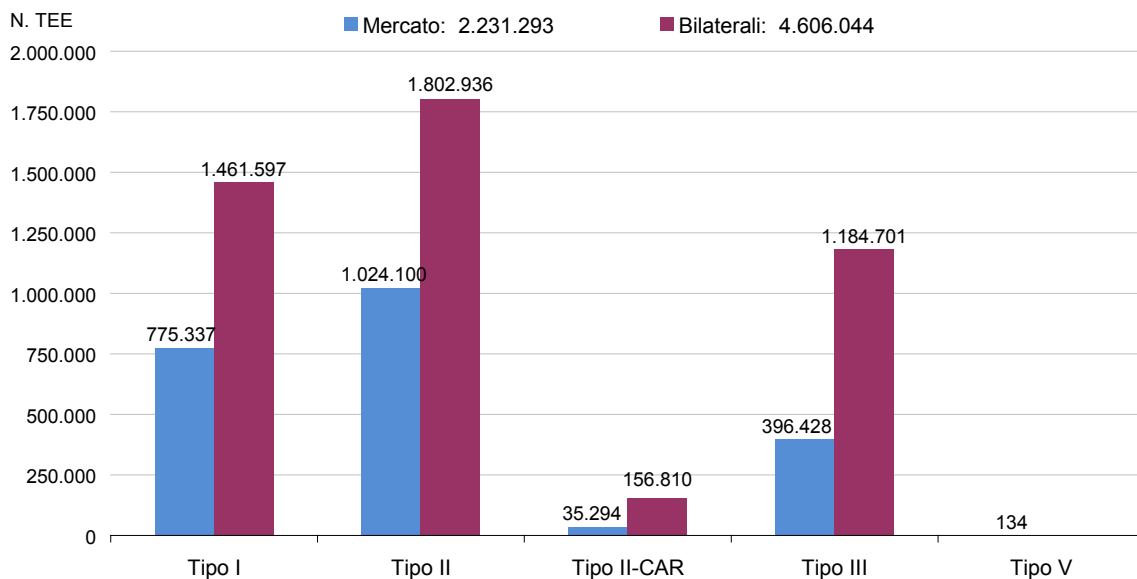
Fonte: GME



(continua)

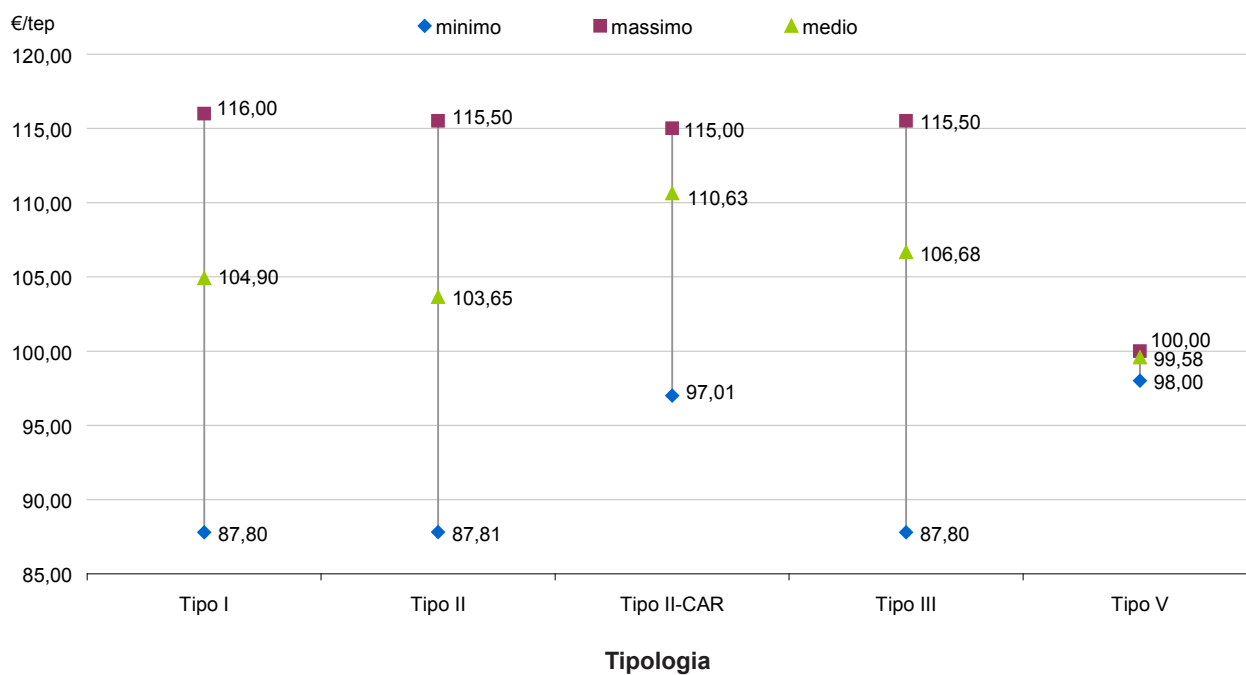
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2013)

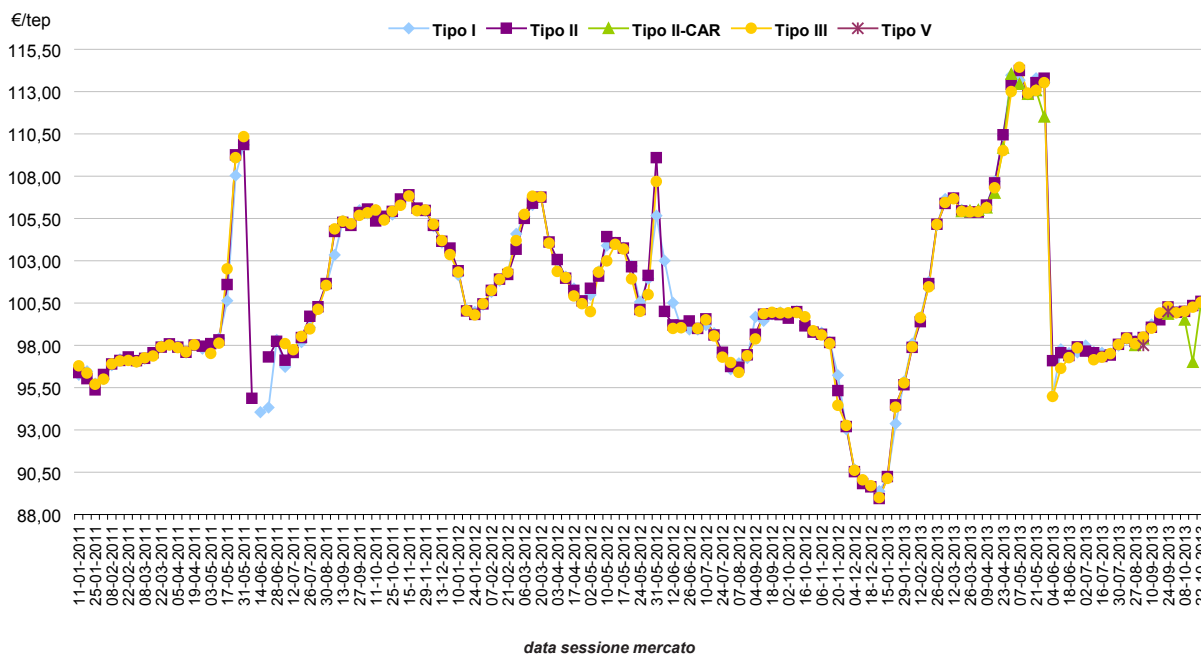
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2011 a ottobre 2013)

Fonte: GME



Nel corso del mese di ottobre 2013 sono stati scambiati 371.861 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

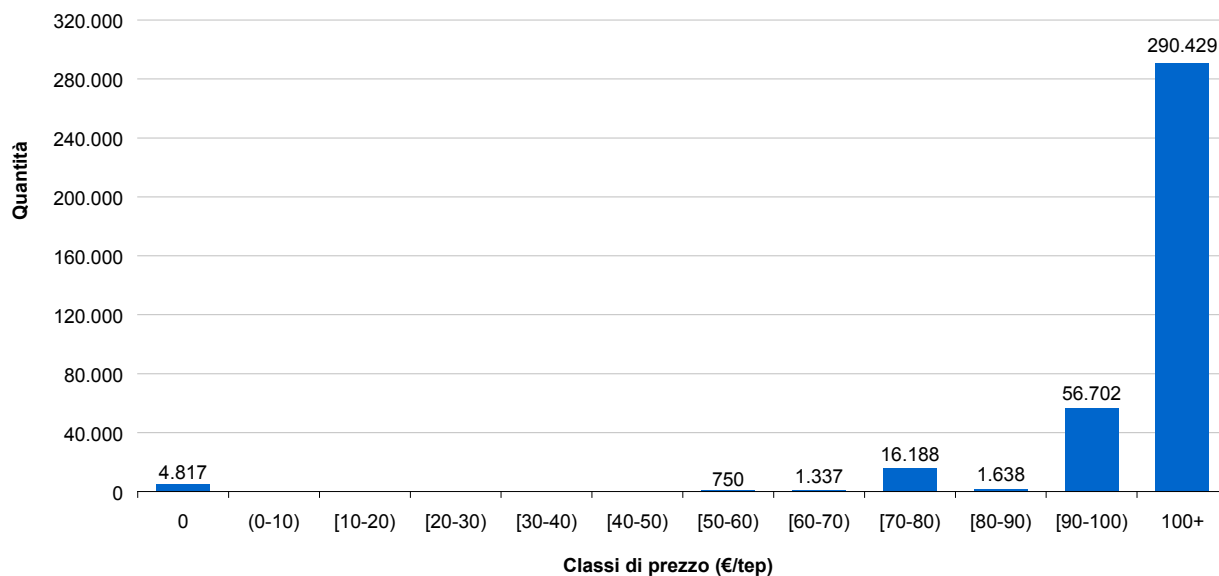
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è

stata pari a 97,67 €/tep minore di 2,57 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 100,24 €/tep.

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - ottobre 2013

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di ottobre 2013, sono stati scambiati 1.002.521 CV, in aumento, rispetto ai 693.664 CV, negoziati nel mese di settembre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere, come nello scorso mese, della tipologia di CV con anno di riferimento 2012, con un volume pari a 335.352 (263.960 CV 2012 il mese scorso) e della tipologia di CV con anno di riferimento 2013 II Trim, con una numerosità pari a 250.746 (220.281 CV 2013 II Trim a settembre).

Segue la tipologia 2013 III Trim con 216.664 CV sul mercato (54.088 CV 2013 III Trim, lo scorso mese), la tipologia CV 2013 I Trim, con un volume pari a 182.868 titoli scambiati (143.953 CV 2013 I Trim nel mese di settembre), ed infine la tipologia di CV relativa all'anno di produzione 2011, che ha conseguito un volume di scambi pari a 16.891 (6.043 CV 2011 nel mese a confronto).

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi medi, i CV 2012, i CV 2013 II Trim e i CV 2013 III Trim hanno registrato un aumento rispetto al mese precedente pari a 1,02 €/MWh mentre per i CV 2011 e i CV 2013 I Trim, l'aumento è stato leggermente inferiore (pari a 1,01 €/MWh).

In particolare, il prezzo medio ponderato dei CV 2013 I Trim è stato pari a 86,89 €/MWh, il prezzo medio dei CV 2013 II Trim è stato pari a 85,21 €/MWh, il prezzo medio dei CV 2013 III Trim è stato pari a 83,80 €/MWh, il prezzo medio dei CV 2012 è stato pari a 83,07 €/MWh e infine il prezzo medio dei CV 2011 è stato pari a 82,42 €/MWh.

(1) Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

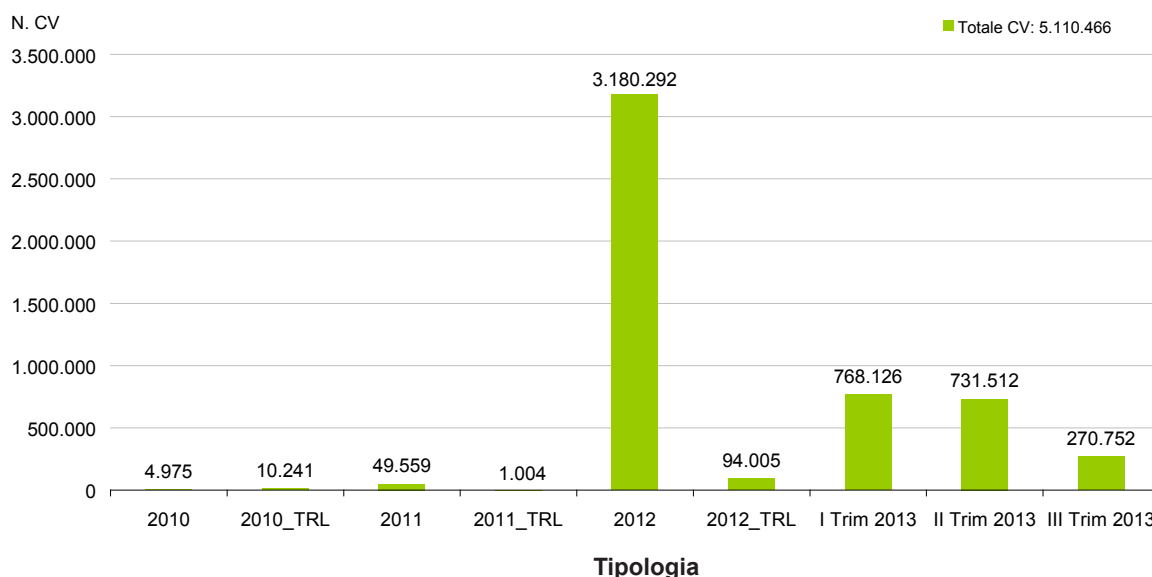
CV, risultato del mercato GME - ottobre 2013

Fonte: GME

	Periodo di riferimento				
	2011	2012	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013
Volumi scambiati (n. CV)	16.891	335.352	182.868	250.746	216.664
Valore Totale (€)	1.392.101,01	27.856.958,20	15.889.527,93	21.366.743,11	18.156.527,93
Prezzo minimo (€/CV)	81,50	82,00	84,50	84,00	82,00
Prezzo massimo (€/CV)	83,40	83,87	87,58	86,50	85,70
Prezzo medio (€/CV)	82,42	83,07	86,89	85,21	83,80

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

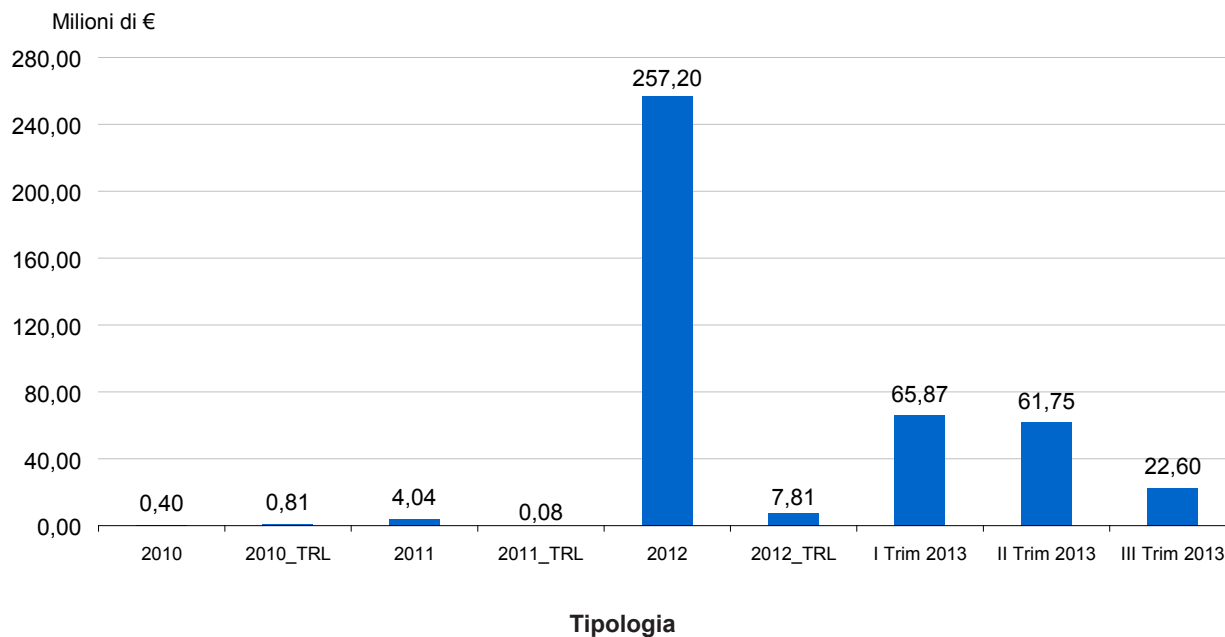
Fonte: GME



(continua)

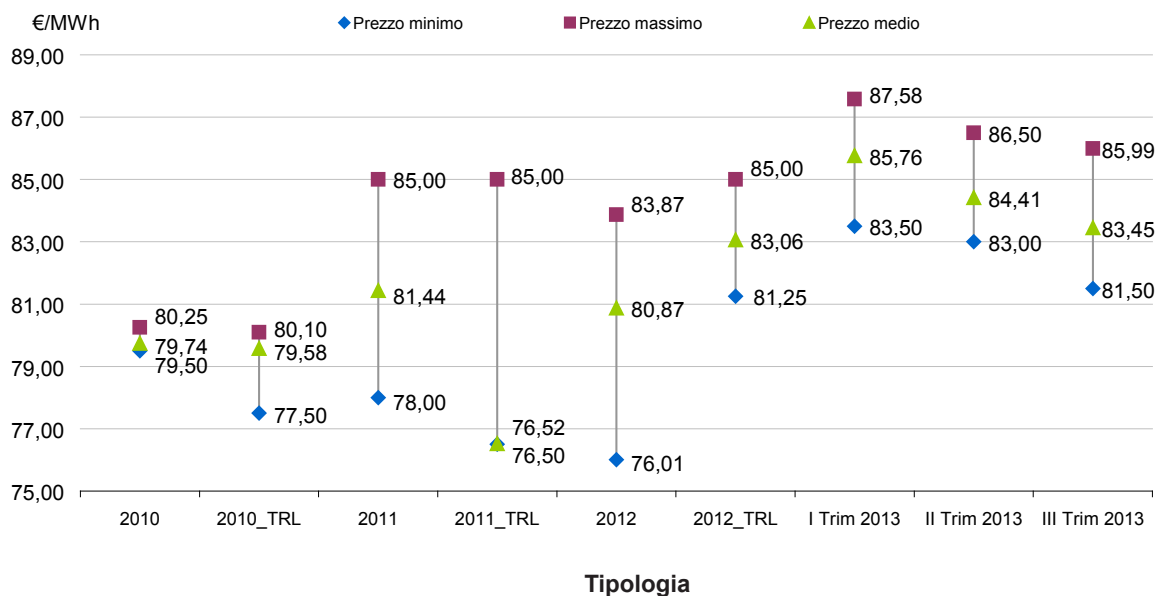
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



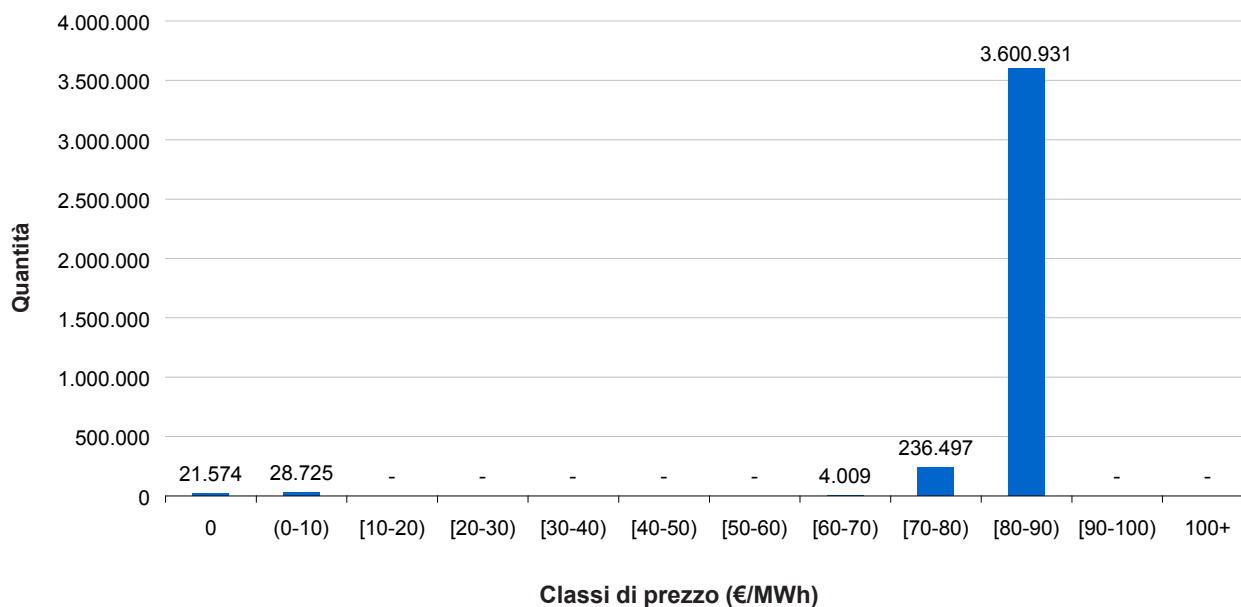
(continua)

Nel corso del mese di ottobre 2013 sono stati scambiati 3.891.736 Certificati Verdi attraverso contratti bilaterali, (3.502.620 CV il mese scorso) delle varie tipologie. La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel

corso del mese di ottobre, è stata pari a 81,66 €/MWh minore di 2,79 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (84,45 €/MWh).

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - ottobre 2013

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

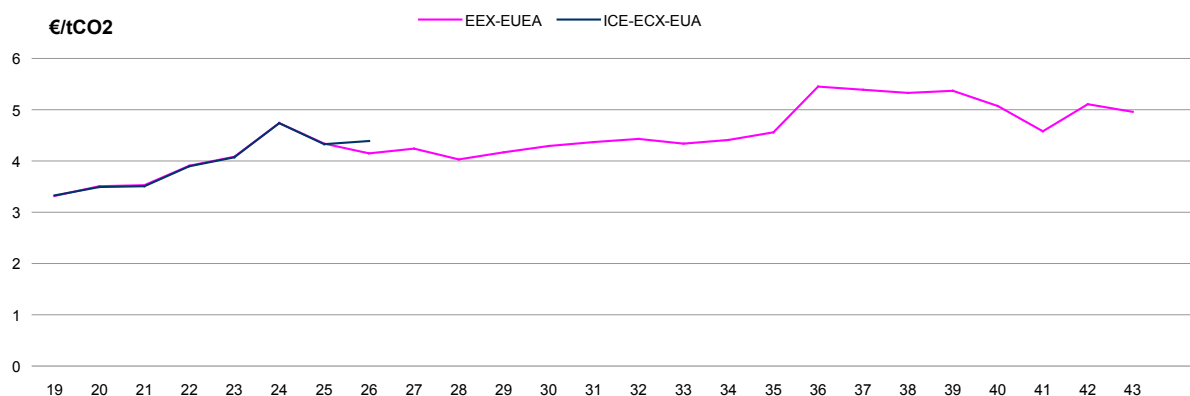
■ Nel mese di ottobre 2013 sono state scambiate sulle piattaforme europee 784,6 milioni di EUAs, in aumento del 6,95 % rispetto al mese precedente (733,5 milioni di EUA a settembre - fonte Point Carbon).

I fattori ribassisti del mercato delle EUAs di questo mese sono tre e riguardano i rumors relativi all'indecisione del governo tedesco circa la presa in carico del processo di backloading; il ritardo con cui è stato previsto l'incontro, fissato per l'8 novembre durante il quale la Presidente del

Consiglio UE – la Presidente lituana Dalia Grybauskaitė – tratterà del tema in questione di fronte a tutti i Capi Stato coinvolti; l'esito dell'asta dell'ultimo venerdì del mese, in cui la Germania ha venduto 4 milioni di EUA a 4,63 €/tonn, 8 centesimi al di sotto del prezzo sul mercato secondario. Riguardo le rilevazioni dei prezzi settimanali del contratto spot (EU Emission Allowances 2013-2020) registrate sul mercato EEX, si registra un andamento pari a 5,07 €/tonn a inizio mese e 4,96 €/tonn a fine mese.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2013)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Settimane 2012-2013

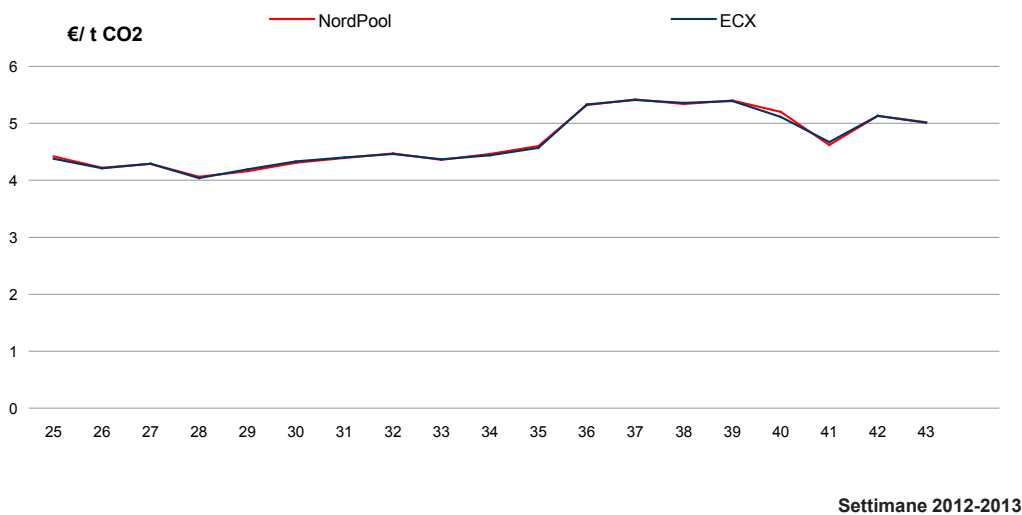
(continua)

In relazione all'evoluzione mensile dei prezzi del contratto future di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC_13 - monthly), il titolo ha chiuso con settlement price a 5,11 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere a fine mese, con settlement price pari a 5,01 €/tonn.

Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2013 sui maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



IL RUOLO DEL CARBONE NEL MERCATO ELETTRICO EUROPEO

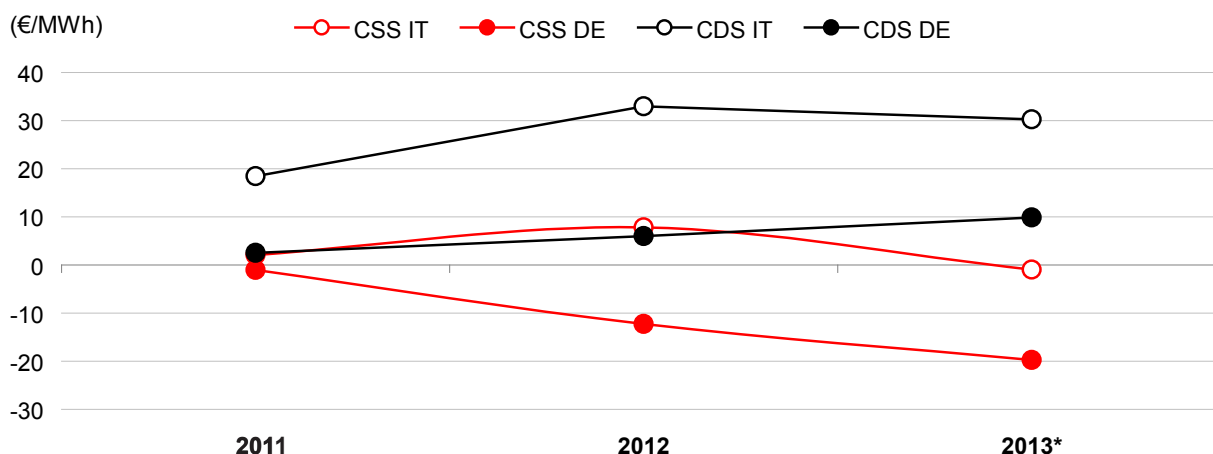
di Claudia Checchi, Ana Georgieva

(continua dalla prima)

Le centrali a carbone non hanno subito la perdita di redditività che ha caratterizzato le tecnologie alimentate a gas, ma anzi nell'ultimo anno queste hanno mediamente garantito margini superiori che in passato. Il *Clean Spark Spread* (CSS)¹ e il *Clean Dark Spread* (CDS)² rappresentano (Figura 2), in modo sintetico, l'andamento della marginalità sui mercati dell'energia elettrica al netto dei costi ambientali, rispettivamente per gli

impianti a gas e a carbone. I dati preconsuntivi per il 2013 mostrano una marginalità media negativa per le centrali alimentate a gas sia in Italia che in Germania, ma vicina ai 10 €/MWh per le centrali a carbone tedesche e ai 30 per quelle italiane. L'esercizio per la Francia mostra valori del tutto simili a quelli tedeschi.

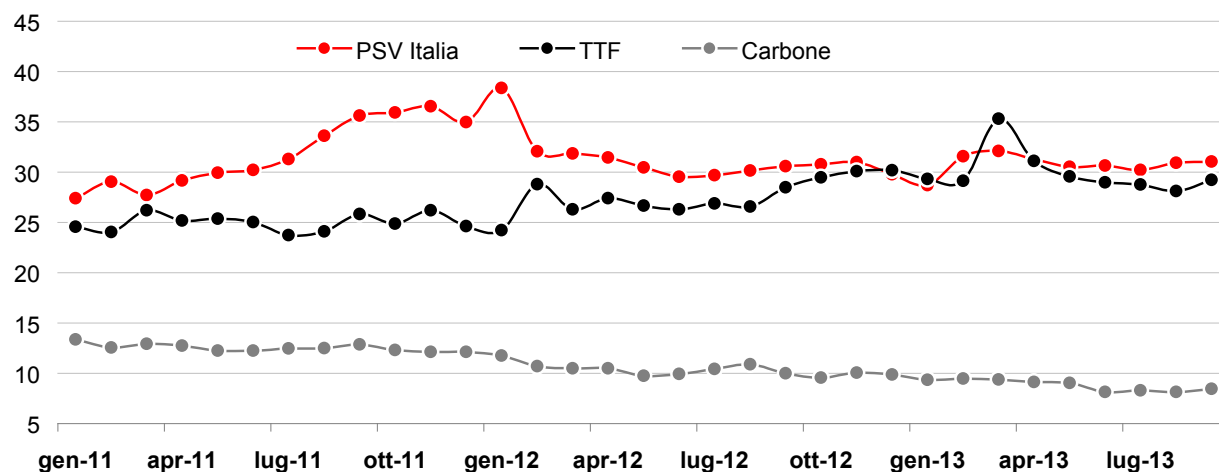
Figura 2: *Clean Spark Spread* e *Clean Dark Spread* medi annui, 2011-2013



*Media dei primi dieci mesi

Fonte: elaborazioni REF-E su dati GME, Platts, EPEX

Figura 3: Prezzi dei combustibili gennaio 2011 - settembre 2013



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Platts

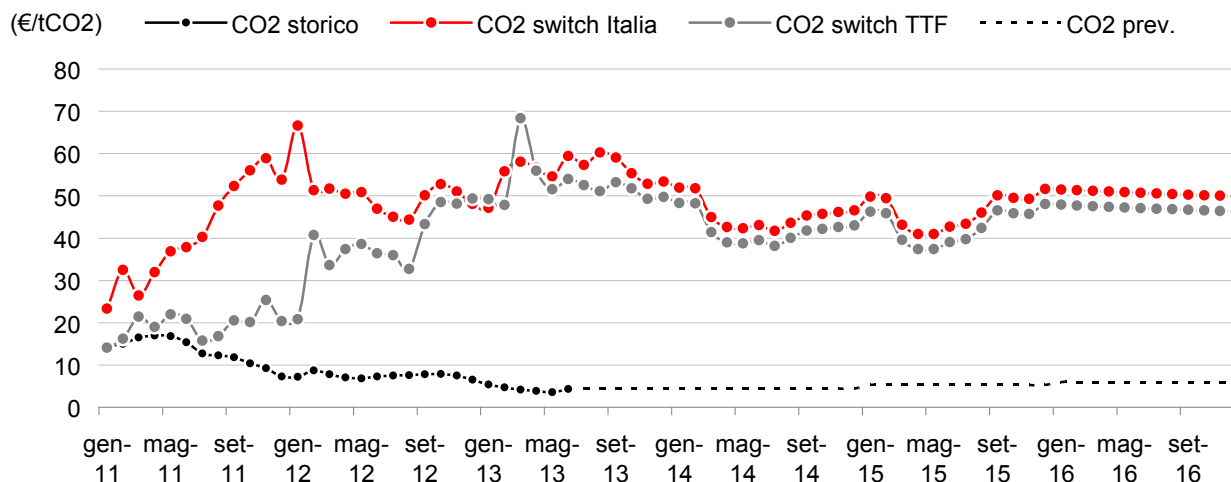
IL RUOLO DEL CARBONE NEL MERCATO ELETTRICO EUROPEO

(continua)

Le quotazioni di gas e carbone hanno seguito andamenti divergenti negli ultimi anni: lo *spread* tra il prezzo spot del gas naturale europeo, rappresentato dal prezzo quotato all'*hub* olandese TTF e quello del carbone (quotazione *CIF CIM ARA*) si è portato dai circa 11 €/MWh dall'inizio 2011 ai 21 €/MWh, circa, a fine settembre 2013. Nel caso dell'Italia, la competitività del carbone risente delle dinamiche del mercato interno del gas, che hanno portato progressivamente il prezzo spot ad allinearsi a quello europeo; conseguentemente, dopo aver raggiunto un massimo di 27 €/MWh di fine 2011, lo *spread* con il prezzo del carbone è attualmente in crescita, dopo aver toccato il minimo di 19 €/MWh ad inizio 2013. La riduzione del prezzo del carbone è dovuta in larga parte alla debolezza della domanda mondiale di questo combustibile, che ha risentito non solo del rallentamento delle economie emergenti, ma anche, ed in misura più consistente, di un mercato statunitense caratterizzato da fenomeni del tutto opposti a quelli osservati in Europa: grazie all'esplosione della produzione di *shale gas* si è

avuta una consistente riduzione del prezzo e, quindi, un maggiore utilizzo del gas a scapito proprio del carbone. Il principale elemento in base al quale ci si attendeva una contrazione dell'uso del carbone è quello di natura ambientale: nelle attese, infatti, il meccanismo dell'*Emission trading* (ETS), strumento chiave per la realizzazione delle politiche di sostenibilità europee e per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione della CO2 al 2020, avrebbe dovuto portare all'inclusione dei costi ambientali nel costo di produzione dell'energia elettrica da carbone. Una serie di fattori ha compromesso lo scopo iniziale del mercato dei permessi di emissione e ha determinato prezzi molto inferiori rispetto ai livelli teorici che avrebbero potuto causare lo *switch* nell'ordine di merito della curva di offerta tra la tecnologia a carbone e i cicli combinati (Figura 4). Tali condizioni, secondo le proiezioni di REF-E, continueranno a essere favorevoli per il carbone, a meno di drastici e poco probabili cambiamenti nel governo del meccanismo ETS.

Figura 4: Il prezzo delle emissioni CO2



Fonte: elaborazioni e previsioni REF-E

Il quadro descritto potrebbe far, dunque, pensare che oggi più che mai il contesto sia favorevole per nuovi investimenti in impianti a carbone: la maggiore redditività attuale potrebbe favorire nuovi investimenti, anche in tecnologie più avanzate a minor impatto ambientale, con ulteriori aumenti della produzione da questo combustibile, che diverrebbe così il candidato favorito alla convivenza con le rinnovabili. Esistono, tuttavia, una serie di criticità legate alla produzione di energia elettrica da carbone che rendono poco probabile questo scenario.

In primo luogo è importante ricordare che, nonostante le difficoltà del meccanismo ETS, il tema dell'impatto ambientale delle centrali a carbone è lontano dall'essere accantonato. Il carbone è un combustibile caratterizzato da molti svantaggi rispetto al gas naturale, non solo per quanto riguarda la CO2 ma anche per altre emissioni di sostanze inquinanti acidificanti nell'atmosfera, quali l'anidride solforosa (SO2), gli ossidi di azoto (NOX), nonché le polveri, e l'argomento potrebbe diventare decisivo per il futuro della tecnologia nei prossimi anni.

IL RUOLO DEL CARBONE NEL MERCATO ELETTRICO EUROPEO

(continua)

La normativa ambientale

Quello ambientale è il tema principale di tre documenti normativi europei, attualmente in vigore, e che potrebbero avere un ruolo determinante nel medio termine per diversi impianti di generazione elettrica, sia per quelli esistenti, sia per i nuovi investimenti, in particolare per gli impianti a carbone. La direttiva IPPC (*Integrated Pollution Prevention and Control*)³ La direttiva nota come IPPC è dedicata alla progressiva riduzione/prevenzione dell'inquinamento industriale: per garantire la tutela dell'ambiente, definisce le condizioni autorizzative da mettere in atto per ogni settore dell'industria, elettrico compreso, e si focalizza sull'applicazione delle cosiddette migliori tecniche disponibili (*Best Available Techniques*, BAT) nella valutazione ambientale degli impianti industriali. Le BAT rappresentano un insieme di tecniche/tecnologie consolidate, considerate più efficaci e più fattibili dal punto di vista tecnico e economico, nel conseguire l'obiettivo di protezione dell'ambiente. Ad ogni BAT vengono collegati intervalli di valori limite di emissione, associabili alle prestazioni ottimali che la tecnica/tecnologia è in grado di garantire. La direttiva LCP (*Large Combustion Plants Directive*)⁴ Tale direttiva potrebbe determinare il destino di molti impianti esistenti.

Lo scopo della LCP consiste nella regolazione, riduzione e controllo delle emissioni inquinanti di SO₂, NO_x e polveri. Le disposizioni del documento riguardano i grandi impianti di combustione⁵ con una potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW, indipendente dal tipo di combustibile, destinati alla produzione di energia, eccetto quelli che utilizzano direttamente i prodotti di combustione in procedimenti di fabbricazione, ad esempio gli impianti per il riscaldamento. Anche i motori diesel, benzina o gas rimangono fuori dal campo di applicazione della direttiva. A seconda della data di autorizzazione, si distinguono due categorie di impianti di combustione: esistenti (prima del 1987) o nuovi, a sua volta suddivisi tra quelli entrati in funzione dopo il 1987 e quelli entrati dopo il 2003. Per i nuovi impianti la direttiva definisce i valori limite di emissione (VLE) da rispettare per ciascuno dei tre agenti inquinanti (SO₂, NO_x e polveri) in funzione del tipo di combustibile utilizzato, della capacità e dell'età dell'impianto; alcuni VLE diventano molto più stringenti a partire dal 2016. Per gli impianti esistenti si prevede, invece, la predisposizione di programmi nazionali di graduale riduzione delle emissioni annue complessive, che devono raggiungere i livelli previsti dai VLE degli impianti entrati prima del 2003. Gli operatori degli impianti esistenti hanno avuto tre opzioni per aderire alla direttiva: - intraprendere, entro l'inizio del 2008, le azioni di adeguamento necessarie per garantire la riduzione delle emissioni fino ai livelli fissati per i nuovi entranti; - aderire al piano nazionale di riduzione delle emissioni; - impegnarsi a non far funzionare il proprio impianto per più di 20.000⁶ ore tra il 2008 ed il 2015

e successivamente terminare la produzione.

La direttiva IED (*Industrial Emissions Directive*)⁷

Il provvedimento ha recentemente imposto: - una restrizione dei VLE per i nuovi impianti, il cui perimetro è ristretto a quelli entrati in funzione dopo il 2003; - l'elaborazione di piani nazionali transitori di riduzione delle emissioni per quelli esistenti, facendo tuttavia salvi gli impegni già assunti in base alle normative precedenti (in particolare l'uscita dal 2015 per gli esistenti che hanno goduto della flessibilità); - un'ulteriore riduzione dei VLE per gli impianti che entreranno in funzione dopo il 2016. Anche la IED prevede alcuni elementi di flessibilità per gli impianti esistenti con una vita utile limitata, o per i quali l'adeguamento ai nuovi requisiti non risulta fattibile. In particolare, si può essere esentati dalla partecipazione al piano nazionale di riduzioni impegnandosi a utilizzare l'unità per non più di 17.500 ore operative nel periodo 2016-2023, per poi terminare la produzione.

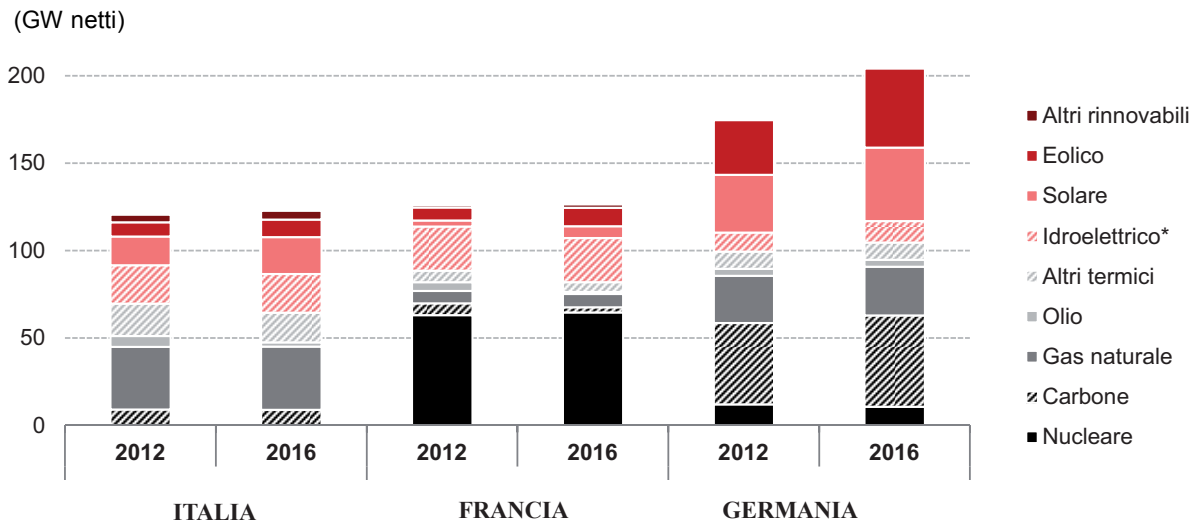
L'evoluzione attesa della capacità

La Direttiva che maggiormente influenza le decisioni produttive attuali è la LCP, a seguito della quale la produzione di molti impianti è stata contingentata, in particolare, secondo alcuni osservatori la direttiva LPC potrebbe aver contribuito all'attuale aumento di produzione: gli impianti contingentati avrebbero incentivo a concentrare la produzione in questo periodo di prezzi del carbone relativamente bassi, o se vogliamo, di margini più elevati. La IED avrà, invece, impatto principalmente sulle decisioni di investimento future. Le previsioni sull'andamento della capacità installata nei diversi paesi presentate in Figura 5⁸ tengono conto delle informazioni ad oggi desumibili dai piani di sviluppo nazionali e dei singoli operatori, e comprendono gli impianti di combustione con numero di ore operative limitato ai sensi della LCP. In Francia e Italia sono soprattutto gli obsoleti impianti a olio a dover essere dismessi (per circa 4 GW a paese) ma rilevante è anche la diminuzione attesa per il carbone (3.9 GW per la Francia e 0.3 GW per l'Italia). Solo in Germania è attualmente previsto un aumento della capacità a carbone. Dai dati disponibili sembra di poter desumere che gli impianti tedeschi abbiano optato più per l'adeguamento che per l'adesione al piano di contingentamento e dismissione previsto dalla LCP, per cui non sono previste dismissioni dopo il 2015. Al tempo stesso la Germania è l'unico tra i paesi analizzati in cui sono previsti nuovi ingressi a breve. Secondo la visione di lungo termine adottata nell'ultimo piano di sviluppo della rete elettrica tedesca, si assisterà a una sostanziale diminuzione del carbone soltanto al 2024, quando le disposizioni della IED avranno un peso maggiore nel decidere il futuro degli impianti a carbone.

IL RUOLO DEL CARBONE NEL MERCATO ELETTRICO EUROPEO

(continua)

Figura 5: Evoluzione della capacità installata netta in Italia, Francia e Germania al 2016



*Pompaggi inclusi

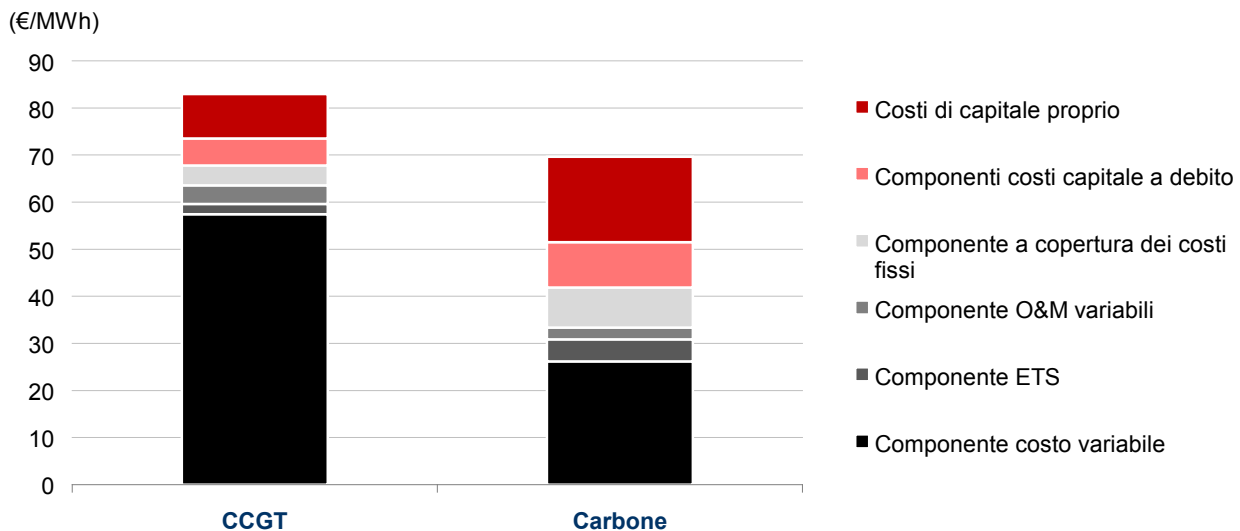
Fonte: data base Elfo++ Europe

Nuovi entranti e costi di investimento

Il *long-term marginal cost* (LTMC)⁹ del nuovo entrante stima il ricavo medio di lungo periodo che

garantisce la redditività minima dell'investimento tenuto conto di tutte le voci di spesa (Figura 6).

Figura 6: Il costo pieno complessivo del nuovo entrante al 2016



Fonte: elaborazioni REF-E

IL RUOLO DEL CARBONE NEL MERCATO ELETTRICO EUROPEO

(continua)

Il LTMC rimane ad oggi più economico per il carbone rispetto al ciclo combinato, anche se quest'ultimo presenta un costo di capitale nettamente inferiore. Il confronto sarebbe ancora più a vantaggio del carbone se si assumesse un fattore di carico per l'impianto a ciclo combinato in linea con quello oggi ottenibile sul mercato (intorno alle 3000 ore nei casi migliori) piuttosto che il fattore di carico ottimale (5500 ore) come nell'esempio.

Tuttavia a una tale valutazione si possono aggiungere una serie di considerazioni.

E' possibile che i costi di ambientalizzazione legati all'implementazione della IED richiedano costi di capitale aggiuntivi rispetto a quelli considerati. Nel caso riportato sarebbe necessario un incremento del 37% dei costi di investimento per riportare il LTMC al livello di quello del ciclo combinato operato in maniera ottimale. In secondo luogo, la stima del costo variabile riportata assume un prezzo della CO₂ a livelli coerenti con quelli attuali, mentre nel ciclo di vita di un impianto a carbone (circa 40 anni) il rischio di nuovi impulsi al prezzo delle emissioni rimane elevato. Anche sulla competitività della materia prima esistono alcuni rischi: il prezzo relativo del carbone è ad oggi ai minimi storici ed una sua ripresa nel medio periodo è ritenuta molto probabile, sia per la ripresa economica del post crisi, attesa a breve, sia per il progressivo rallentamento degli effetti della bolla dello *shale gas* statunitense, che dovrebbe a breve far aumentare anche i prezzi del gas americani. L'argomento che maggiormente appare in grado di ostacolare nuovi investimenti in centrali a carbone è quello legato al prezzo dell'energia elettrica: il LTMC di un nuovo impianto risulta ad oggi quasi doppio rispetto al prezzo dell'energia elettrica tedesco (circa 38 €/MWh per i primi 10 mesi del 2013

baseload), e la progressiva penetrazione delle rinnovabili non consente di prevedere ad oggi sostanziali inversioni sul *trend* di decrescita dei prezzi dell'energia elettrica. Gli impianti a carbone sono impianti *baseload*, ossia adatti a un funzionamento costante nel tempo: se la penetrazione delle fonti rinnovabili dovesse aumentare ancora, non è detto che ci sarà spazio sul mercato per un'operatività degli impianti a carbone in modalità *baseload*, e questo aumenterebbe notevolmente i costi operativi. In questo scenario gli impianti termoelettrici sarebbero chiamati a produrre sostanzialmente a "supporto" della generazione rinnovabile, fornendo servizi di flessibilità e sicurezza per il sistema remunerati su appositi mercati. E' una tendenza già oggi in atto che potrebbe inasprirsi in futuro: da questo punto di vista la generazione a gas con cicli combinati rimane la tecnologia più adatta per l'integrazione con le rinnovabili, grazie alla possibilità di recuperare marginalità con la fornitura di servizi di sicurezza e flessibilità. La fortunata fase congiunturale del carbone degli ultimi mesi non è un fenomeno marginale ed è sintomatico della difficoltà di realizzazione di politiche energetiche mirate, che la crescente globalizzazione e velocità di cambiamento dei mercati tende a rendere già superate quando messe sulla carta. Il carbone rimane la tecnologia di produzione con costi più competitivi, lasciando supporre che gli impianti esistenti verranno sfruttati al massimo anche nei prossimi anni, anche a scapito di più moderni e meno inquinanti impianti a gas. Tuttavia l'analisi delle dinamiche in atto a livello europeo getta più di una perplessità sulle potenzialità aggiuntive di questa tecnologia e sulla capacità degli investitori di scommettervi in un quadro così incerto.

¹ Il *Clean Spark Spread* è dato dalla differenza tra il prezzo elettrico e il costo variabile di combustibile (inclusivo dei costi di CO₂ e, per l'Italia, dei certificati verdi e al netto dei costi di logistica) di un ciclo combinato con efficienza netta del 53% e tasso di emissione di 0.232 tCO₂/Gcal. Il calcolo riportato nel grafico è effettuato a partire: per l'Italia da prezzi spot del gas al PSV quotati da Platts e prezzi dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima quotati dal GME; per la Germania da prezzi spot del gas al TTF quotati da Platts e prezzi dell'energia sul mercato del giorno prima quotati da Epex.

² Il *Clean Dark Spread* è dato dalla differenza tra il prezzo elettrico e il costo variabile di combustibile (inclusivo dei costi di CO₂ e, per l'Italia, dei certificati verdi e al netto dei costi di logistica) di un impianto a carbone con efficienza netta di 35% e tasso di emissione di 0.39 tCO₂/Gcal. Il calcolo riportato nel grafico è effettuato a partire dalle quotazioni del carbone CIF CIM ARA di Platts e prezzi dell'energia elettrica come in nota 1.

³ Direttiva n. 96/61/CE del Consiglio Europeo del 24 settembre 1996.

⁴ Direttiva 2001/80/CE del Consiglio Europeo del 23 ottobre 2001.

⁵ Impianto di combustione è qualsiasi dispositivo tecnico in cui sono ossidati combustibili al fine di utilizzare il calore prodotto.

⁶ Un'ora è considerata operativa quando qualsiasi parte dell'impianto risulti funzionante indipendentemente dal *load factor* dell'impianto.

⁷ La Direttiva n. 2010/75/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 24/11/2010 unifica le disposizioni di sette direttive precedenti: la Direttiva IPPC, la Direttiva LCP, le Direttive n.78/176/Cee, n.82/883/Cee e n. 92/112/Cee in materia di rifiuti dell'industria di biossido di titanio, la Direttiva n. 1999/13/Ce in materia di composti organici volatili, la Direttiva n. 2000/76/Ce che si occupa dell'incenerimento dei rifiuti.

⁸ I dati sono elaborati a partire dal *data base* sul parco di generazione europeo del modello di dispacciamento ottimo Elfo++ EUROPE.

⁹ Il *long-term marginal cost* (LTMC) rappresenta la stima del costo pieno complessivo unitario (€/MWh) di un impianto nuovo entrante e corrispondente alla remunerazione unitaria che porta il *net present value* dell'investimento pari a zero. Il LTMC è stato stimato come la somma dei costi variabili di produzione (oneri ambientali compresi), dei costi fissi e costi di investimento mediata su un'ipotesi di vita utile del progetto. I casi riportati assumono 25 anni e 40 anni di vita utile per il CCGT e per il carbone, rispettivamente, e ai fini dell'analisi comparativa, sono stati assunti dei *load factor* di 5500 e 6500 ore equivalenti a potenza massima per il CCGT e il carbone, anche se le prospettive di funzionamento si riflettono in *load factor* inferiori nel 2016 per i CCGT. Il costo specifico di investimento considerato per il carbone è relativo alle tecnologie a carbone ultra-supercritiche, USC.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 10 ottobre 2013 444/2013/R/eel** | “Determinazioni in materia di impianti essenziali e modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento” | pubblicata il 11 ottobre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/444-13.htm>

Con il provvedimento de quo l'AEEG, con riferimento alle modalità di gestione degli impianti essenziali del sistema elettrico, ha determinato i valori dei parametri tecnico-economici, rilevanti per il 2014, per l'applicazione della disciplina di remunerazione alternativa a quella dei regimi tipici, ed ha aggiornato, per il medesimo anno, i criteri per il calcolo dei corrispettivi di remunerazione associati a detti regimi alternativi.

Al riguardo si ricorda che gli art. 63, 64 e 65 della deliberazione AEEG n.111/06 definiscono la disciplina tipica ed i relativi diritti ed obblighi ai quali l'utente del dispacciamento deve attenersi per la gestione operativa di uno o più impianti essenziali associati a tale disciplina, mentre l'articolo 65.bis della medesima deliberazione disciplina i regimi alternativi alla disciplina tipica nonché i relativi diritti ed obblighi in capo all'utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali che abbia optato per una delle suddette discipline alternative.

Ai sensi del citato articolo 65.bis., l'Autorità è chiamata a determinare, con riferimento all'anno solare successivo:

- le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere
- in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante, per ciascun servizio di dispacciamento - di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 della medesima deliberazione;
- la quantità di copertura in energia afferente all'impegno assunto dall'utente del dispacciamento di cui al punto i), lettera b), del comma 65.bis.1 della medesima deliberazione;
- il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2 della medesima deliberazione, incluse le eventuali indicizzazioni;
- il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2 della medesima deliberazione.

Per quanto premesso, con gli Allegati tecnici alla delibera de qua, il Regolatore ha pubblicato, con riferimento all'anno 2014, tutti gli elementi richiesti in attuazione del citato art. 65.bis.3 della deliberazione n.111/06.

Con specifico riferimento alla struttura dei corrispettivi di remunerazione, si segnala che il Regolatore ha inoltre previsto, nel terzo punto della deliberata, che ciascuna delle società interessate dal provvedimento possa presentare - unitamente alla comunicazione di cui al comma 63.5 della deliberazione 111/06 - strutture di corrispettivi alternative rispetto a quelle contenute nell'Allegato tecnico alla medesima riferita, suffragate da analisi che evidenzino il maggior beneficio che tali diverse strutture, qualora applicate, apporterebbero in termini di riduzione della spesa complessiva per l'approvvigionamento

delle risorse di dispacciamento da parte di Terna.

■ **Delibera 03 ottobre 2013 437/2013/R/eel** | “Modalità operative per la prima costituzione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica” | pubblicato il 04 ottobre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/437-13.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'Autorità ha definito le modalità operative per la costituzione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica di cui all'art. 6 del decreto 5 aprile 2013 del Ministero dell'Economia e delle Finanze, adottato ai sensi dell'art. 39, comma 1, del decreto legge 22 giugno 2012, n.83 (nel seguito DL 83/12).

In particolare, al fine di dare attuazione a quanto previsto dall'art. 39, comma 3, del DL 83/12 - ovvero ridefinire le modalità di copertura degli oneri generali associati alla gestione del sistema elettrico e, contestualmente, rivedere i criteri di ripartizione dei medesimi oneri a carico dei clienti finali - il decreto 5 aprile 2013 ha definito specifici requisiti e parametri per la costituzione dell'elenco delle imprese produttive che registrano elevati consumi di energia elettrica, alle quali, a valle della definizione dell'elenco, saranno riconosciute agevolazioni economiche nella forma di minori oneri contributivi per la copertura degli oneri generali.

Segnatamente il decreto 5 aprile 2013 ha previsto, tra l'altro:

- le condizioni che devono essere rispettate per identificare le imprese a forte consumo di energia, ovvero un utilizzo annuo di energia elettrica o di altra energia, pari ad almeno 2,4 GWh e, contemporaneamente, un'incidenza del costo dell'energia complessivamente utilizzata nell'anno, rispetto al fatturato, non inferiore al 3%;
- che ai fini della rideterminazione degli oneri generali di sistema, detta rideterminazione riguardi le imprese con un utilizzo annuo di energia elettrica pari ad almeno 2,4 GWh e, contemporaneamente, un'incidenza del costo dell'energia elettrica utilizzata, rispetto al fatturato, non inferiore al 2% (incluso pertanto, nell'insieme delle imprese agevolate dalla rideterminazione degli oneri generali del sistema elettrico, una platea di società più ampia rispetto a quanto indicato al punto precedente);
- che la rideterminazione degli oneri generali di sistema sia elaborata con criteri di decrescenza in funzione dei consumi di energia elettrica e del rapporto tra costo dell'energia elettrica utilizzata e fatturato oltre che, eventualmente, con riferimento ai settori di attività di cui ai codici ATECO e al livello di tensione;
- l'istituzione presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, dell'elenco annuale delle imprese a forte consumo di energia elettrica e delle imprese per le quali è prevista la rideterminazione degli oneri generali di sistema;
- che l'AEEG individui le modalità operative per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco e la trasmissione dei dati agli enti interessati con l'obiettivo di minimizzare gli oneri connessi alla gestione amministrativa delle relative procedure.

Novità normative di settore (continua)

Successivamente, il MiSE ha trasmesso al Regolatore ulteriori indirizzi in materia di selettività dell'intervento, prevedendo:

- a) l'accesso alle agevolazioni per le sole imprese che hanno un codice ATECO riferito ad attività manifatturiere;
- b) l'esclusione dalle agevolazioni dell'energia prelevata dalle imprese energivore da punti di prelievo in bassa tensione;
- c) norme particolari per le imprese "in stato di crisi", che potranno riferire l'annualità di riferimento per la dichiarazione di cui all'art. 6, comma 1, del decreto 5 aprile 2013 all'ultimo anno utile prima della formalizzazione dello stato di crisi.

Ciò premesso, con la deliberazione *de qua* l'Autorità ha proceduto con urgenza alla definizione delle modalità operative per la prima costituzione dell'elenco delle imprese ad alto consumo di energia, deliberando di:

- focalizzare la raccolta dei dati, in sede di prima applicazione, solo sui consumi di elettricità, non prevedendo sin da subito la raccolta delle quantità dei prodotti energetici utilizzati complessivamente dall'impresa;

- introdurre specifiche disposizioni per il trattamento dell'energia elettrica acquistata all'interno di una rete interna di utenza, al fine di consentire che il relativo costo concorra a determinare il costo effettivo dell'energia elettrica rilevante ai fini dell'art. 3 del decreto 5 aprile 2013 (con successiva delibera integrativa 461/2013/R/EEL del 17 ottobre 2013, tale previsione è stata estesa dall'AEEG anche ai costi dell'energia elettrica fornita da "collegamenti diretti con produttori terzi");

- specificare che la condizione delle imprese "in stato di crisi" è relativa ai casi in cui il Ministero del lavoro e delle politiche sociali ha autorizzato il ricorso alla Cassa integrazione guadagni straordinaria (CIGS) per motivi di ristrutturazione, riorganizzazione e riconversione aziendale, crisi aziendale o procedure concorsuali.

Segnatamente, le modalità operative di dettaglio, nonché l'insieme dei dati che le imprese interessate dovranno fornire ai fini dell'inclusione negli elenchi di cui sopra, sono pubblicate dall'AEEG con gli Allegati 1,2,3 al presente provvedimento.

Da ultimo, il Regolatore comunica il rinvio a successivi provvedimenti - da adottarsi in ogni caso entro il 31 dicembre 2013 - per il completamento delle disposizioni attuative necessarie per la rideterminazione degli oneri generali del sistema elettrico.

GAS

■ **Deliberazione del 10 ottobre 2013 446/2013/R/Gas | "Disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico del gas naturale" | pubblicato l'11 ottobre 2013 | Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/446-13.pdf>

Facendo seguito a quanto disposto con la deliberazione 538/2012/R/GAS, l'AEEG, con il provvedimento in oggetto, ha adottato ulteriori disposizioni in materia di bilanciamento

di merito economico al fine di garantire il tempestivo avvio della sessione del G-1 entro il termine del 15 novembre 2013, nell'ambito della quale il responsabile del bilanciamento possa approvvigionarsi di ulteriori risorse flessibili rispetto allo stoccaggio per compensare lo sbilanciamento previsionale del sistema. Segnatamente, l'AEEG, nel promuovere l'evoluzione del sistema di bilanciamento di merito economico secondo un approccio graduale, ha disposto:

- l'approvazione della proposta transitoria, avanzata dal GME, relativa al modello di funzionamento della sessione di mercato *locational* allegata alla medesima deliberazione;

- l'integrazione e modifica della deliberazione ARG/gas 45/11 al fine di adottare, tra l'altro, specifiche previsioni in materia di determinazione del prezzo di sbilanciamento, a seguito della determinazione degli esiti della sessione G-1, e presentazione dell'offerta di acquisto o vendita da parte di SRG nell'ambito della predetta sessione;

- l'inserimento della sessione G-1 nell'ambito della piattaforma del bilanciamento della PB-GAS organizzata e gestita dal GME per conto di SRG il quale assume su tale mercato la qualifica di controparte centrale delle negoziazioni;

- l'approvazione delle proposte di modifica al Regolamento della PB-GAS, sottoposte dal GME a pubblica consultazione con DCO 4/2013 aventi ad oggetto, rispettivamente, la modifica dei criteri di determinazione del prezzo di remunerazione della PB-GAS, la possibilità di rieseguire lo svolgimento della sessione della PB-GAS in relazione alla quale SRG o il GME abbiano commesso errori materiali tali da comprometterne la determinazione degli esiti ed, infine, l'abrogazione della previsione riguardante l'esclusione dell'operatore dalla PB-GAS in caso di prolungata perdita della qualifica di Utente Abilitato di cui alla deliberazione ARG/gas 45/11;

- la successiva inclusione, a decorrere dal 1 gennaio 2014, nell'ambito delle risorse flessibili negoziabili sul comparto *locational* della PB-GAS, della risorsa *linepack*, da attuarsi su proposta del responsabile del bilanciamento;

- la successiva migrazione della PB-GAS - comprensiva della sessione di mercato *locational* nonché della piattaforma del bilanciamento di cui all'art. 5 della deliberazione ARG/gas 45/11 - nell'ambito del mercato del gas naturale organizzato e gestito dal GME a decorrere dal 1 aprile 2014. Le modalità di attuazione della suddetta integrazione saranno determinate dall'AEEG su proposta del GME da presentarsi entro il termine del 31 gennaio 2014.

Con riferimento al meccanismo di funzionamento della sessione di mercato *locational*, la soluzione transitoria prevede che nella prima fase di attuazione:

- siano negoziati prodotti *locational* riferiti alla sola risorsa flessibile gas in importazione;

- sia consentito l'abbinamento dell'offerta eventualmente presentata dal responsabile del bilanciamento con le sole offerte presentate dagli operatori della PB-GAS aventi segno contrario a quella presentata dal responsabile del bilanciamento

Novità normative di settore (continua)

stesso.

■ **Deliberazione del 10 ottobre 2013 447/2013/R/Gas | “Meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento del gas naturale” | pubblicato il 14 ottobre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/447-13.pdf>**

Con la deliberazione *de qua*, facendo seguito a quanto disposto con la precedente deliberazione 196/2013/R/GAS relativamente al meccanismo volto a promuovere la rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale, istituito in favore degli esercenti l'attività di vendita, l'AEEG ha definito ulteriori disposizioni inerenti gli aspetti procedurali relativi al predetto meccanismo di rinegoziazione, adottato nell'ambito del processo di revisione delle condizioni economiche di riferimento per i clienti finali tutelati. Segnatamente l'AEEG ha previsto:

- la definizione della procedura di ammissione a cui i soggetti interessati, che intendono aderire al meccanismo di rinegoziazione, dovranno attenersi;
- la modifica ed integrazione dei criteri di ammissione ed i requisiti di partecipazione per poter aderire al predetto meccanismo;
- la modifica dei criteri di determinazione dei volumi per i quali l'impresa di vendita è ammessa al meccanismo di rinegoziazione;
- la determinazione su base annuale dell'importo APR e le modalità di corresponsione di tale importo da parte di CCSE nei confronti di ciascuna impresa di vendita ammessa al meccanismo di rinegoziazione;
- la determinazione dell'importo delle garanzie che l'esercente l'attività di vendita dovrà versare a CCSE a copertura delle obbligazioni conseguenti all'ammissione al meccanismo di rinegoziazione.

In continuità con quanto previsto dalla deliberazione 196/2013/R/GAS, con specifico riferimento all'assolvimento dell'obbligo di offerta sul mercato a termine del GME da parte dei soggetti ammessi al meccanismo di rinegoziazione, l'AEEG ha disposto quanto di seguito:

- ciascun esercente l'attività di vendita è tenuto ad offrire sul mercato a termine organizzato e gestito dal GME, il 70% dei volumi di gas per i quali è stato ammesso al meccanismo di rinegoziazione;
- l'obbligo di offerta sul mercato a termine è temporaneamente sospeso, divenendo efficace solo allorché le quotazioni dei prodotti a termine negoziati sul relativo mercato del GME diverranno l'unico riferimento d'indicizzazione per la componente posta a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso del gas naturale (CMEM);
- con successivo provvedimento dell'AEEG saranno determinati i criteri di assolvimento dell'obbligo di offerta sui mercati del GME nonché gli impatti conseguenti al mancato

adempimento del predetto obbligo, da parte degli esercenti l'attività di vendita.

■ **Comunicato del GME | “PB-GAS: al via il nuovo comparto G-1 della PB-GAS e modifica di alcune disposizioni relative al comparto G+1” | pubblicato il 13 ottobre 2013 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=149>**

Al fine di dare attuazione alle disposizioni contenute nella deliberazione dell'AEEG 446/2013/R/Gas, il GME ha apportato, secondo la procedura di modifica urgente cui all'art. 3, comma 3.7, del Regolamento della PB-GAS, modifiche ed integrazioni al Regolamento della PB-GAS, in esito alle quali la nuova configurazione della PB-GAS, a decorrere dal 14 novembre 2013, risulta così articolata:

- comparto G-1, nell'ambito del quale gli utenti del bilanciamento, previa ammissione alla PB-GAS, possono offrire a SRG risorse flessibili di gas per la copertura dello sbilanciamento previsionale del sistema;
- comparto G+1, nell'ambito del quale sono negoziate dagli utenti abilitati offerte di acquisto e vendita di gas in stoccaggio. Su tale comparto SRG si approvvigiona, delle risorse di stoccaggio necessarie per la copertura dello sbilanciamento complessivo del sistema.

Con riferimento alle modalità di funzionamento e di svolgimento delle sessioni della PB-GAS relative al comparto G-1 si rappresenta che:

- le negoziazioni in tale comparto si svolgeranno secondo il modello dell'asta;
- in continuità con quanto attualmente previsto per la piattaforma del bilanciamento (ora comparto G+1), sul comparto G-1 SRG assumerà il ruolo di controparte centrale degli scambi;
- la determinazione degli esiti di ciascuna sessione avverrà mediante l'abbinamento dell'offerta di acquisto o vendita eventualmente presentata da SRG con le sole offerte, presentate dagli operatori utenti del bilanciamento, aventi segno opposto a quella presentata da SRG stessa;
- potranno essere negoziati prodotti locational riferiti alla sola risorsa flessibile gas in importazione.

Lo svolgimento delle sessioni relative al comparto G-1 si colloca in una finestra temporale che va dalle ore 17:00 alle ore 20:30 del giorno antecedente il giorno gas a cui le transazioni ed i relativi programmi sono riferiti, ovvero, solo a valle del ciclo di rinomina dei programmi da parte degli utenti del bilanciamento sui sistemi di SRG.

Agenda GME

26-27 novembre

EMART

Berlino, Germania

Organizzatore: Synergy

www.emart-energy.com

Gli appuntamenti

18-20 novembre

Exploration, Production, Processing 2013

Mosca, Russia

Organizzatore: DMG Events

www.epp-expo.com

19 novembre

Nuclear New Build Forum 2013

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Marketforce

www.marketforce.eu.com/

19-21 novembre

EWEA Offshore 2013

Francoforte, Germania

Organizzatore: EWEA

www.ewea.org

20 novembre

Which future for the SRF market?

Milano, Italia

Organizzatore: CTI

www.cti2000.it

20-21 novembre

Shale Gas & Tight Oil Drilling & Completions Argentina 2013

Buenos Aires, Argentina

Organizzatore: American Business Conferences

www.shale-argentina-drilling-completions-2013.com

20-22 novembre

6th Renexpo South-East Europe

Bucarest, Romania

Organizzatore: Romania Energy Fai

www.reeco.ro

25-26 novembre

La ripresa vuole efficienza

Roma, Italia

Organizzatore: Amici della Terra

www.amicidellaterra.it

1 dicembre

5th World Congress of Environmental and Resource Economists (WCERE)

Istanbul, Turchia

Organizzatore: ITU

www.wcere2014.org

2-3 dicembre

Green City Energy

Bari, Italia

Organizzatore: Click utility Team

www.greencityenergy.it

3-4 dicembre

EWEA Technology Workshop: Wind Power Forecasting

Rotterdam, Paesi Bassi

Organizzatore: EWEA

www.ewea.org

3-4 dicembre

3rd Annual Permian Basin Completions Congress 2013: Wolfcamp Focus

Houston, TX, Usa

Organizzatore: American Business Conferences

www.permian-basin-completions-2013.com

4 dicembre

Shale Gas - An Unconventional Resource

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group

www.smi-online.co.uk

5 dicembre

ENERGY MANAGEMENT CONFERENCE 2013

Padova, Italia

Organizzatore: Soiel International

www.soielininternational.it

10-12 dicembre

1° SMART UTILITY OPEN METERS

Roma, Italia

Organizzatore: Energia Media

www.energiamedia.it

11-12 dicembre

Global Conference on Energy Security and Sustainability

New York, NY, Usa

Organizzatore: Global Energy Initiative

www.globalenergyinitiative.org

12-14 dicembre

IEEE conference on green computing, communication and conservation of energy

Chennai, Tamilnadi, India

Organizzatore: IEEE

www.rmd.ac.in

20-21 dicembre

MacroTrend Conference on Energy and Sustainability: Paris 2013

Parigi, Francia

Organizzatore: MacroJournals

www.macrojournals.com



Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Largo Tartini, 3/4 - 00198 Roma
www.mercatoelettrico.org
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
REF-E S.r.l.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.